

УДК 621.31(075.8)

Л.А. Коршунова, Н.Г. Кузьмина, Е.В. Кузьмина

**ФОРМИРОВАНИЕ ТАРИФОВ НА ПЕРЕДАЧУ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В РОССИИ**

Рассмотрены способы формирования регулируемых тарифов на услуги по передаче и распределению электрической энергии по региональным электрическим сетям. Метод экономически обоснованных расходов основан на расчете необходимой валовой выручки за расчетный период (один год), в которую включаются расходы и балансовая прибыль, в том числе полные капитальные вложения. При использовании метода доходности на инвестированный капитал необходимая валовая выручка рассчитывается на долгосрочный период (пять лет) и содержит кроме операционных затрат и амортизации только доход на инвестированный капитал.

Ключевые слова: тариф, необходимая валовая выручка, операционные расходы, инвестированный капитал, доход на инвестированный капитал.

Электроэнергетика является базовой отраслью экономики страны, создающая условия для развития других отраслей и экономики в целом. Ее эффективное функционирование обеспечивает энергобезопасность страны и цивилизованные условия жизни населения. Статистические данные по разным странам мира свидетельствуют о том, что чем выше производство и потребление электроэнергии на душу населения, тем выше уровень экономического развития страны. Объем потребления зависит от цены и платежеспособности потребителей, поэтому методика формирования тарифов (цен) на электрическую энергию имеет большое значение для увеличения спроса.

Электроэнергетика нашей страны создана в результате упорного труда нескольких поколений. Она прошла огромный путь – от сооружения первых электростанций, предусмотренных планом ГОЭЛРО (1920 г.), до создания самого крупного в мире энергообъединения – Единой энергосистемы.

Россия входит в первую десятку стран-производителей электрической энергии, занимая четвертое место в мире по ее производству и девятое – по потреблению на душу населения.

До начала 90-х гг. XX в. в России и практически во всех странах мира, в том числе в странах с развитой рыночной экономикой, производство, передача и доведение энергии до конечного потребителя координировались в одной вертикально интегрированной отрасли, деятельность которой жестко контролировалась и регулировалась государством. Энергообеспечение осуществлялось крупными предприятиями-монополистами, преимущественно принадлежащими государству.

С 1991 г. многие страны перешли к кардинальным изменениям принципов организации электроэнергетики на основе рыночных преобразований. Разные страны используют разные модели конкуренции с учетом особенностей исторического развития и специфики экономических связей как внутри

страны, так и между странами. При этом некоторые страны сохранили вертикально интегрированную модель и смешанную форму собственности.

Начавшийся в России резкий переход к рыночной экономике и переход страны от унитарного к федеральному государственному устройству обусловили необходимость проведения структурных реформ в электроэнергетике. Из-за недостатка государственных средств остановлены почти все крупные стройки электроэнергетики. Были отпущены цены на энергоресурсы и оборудование, а цены на газ, электроэнергию и тепло остались под государственным контролем. Сдерживать дальнейший рост цен на энергию стало практически невозможно.

Ведущими институтами и учеными в области электроэнергетики были предложены различные модели постепенного реформирования отрасли. Правительство выбрало наиболее радикальную рыночную концепцию, предложенную РАО «ЕЭС России», возглавляемым А. Чубайсом, несмотря на отсутствие опыта работы на рынке, наличие избыточных мощностей и невозможности конкурировать между собой станциям разного типа по их техническим возможностям.

Для реализации этой концепции необходимо было провести приватизацию объектов электроэнергетики, дезинтеграцию энергокомпаний (разделить генерацию, передачу и сбыт) и ввести конкурентное ценообразование на генерацию, сбыт и услуги (на оптовом и розничных рынках), оставив регулируемое ценообразование на передачу электрической энергии.

В качестве главных целей широкомасштабных рыночных преобразований в электроэнергетике России были провозглашены:

- привлечение в отрасль широкого круга инвесторов для ее технического обновления;
- создание эффективных механизмов конкурентного ценообразования, сдерживающих рост тарифов на энергию;
- расширение ассортимента и повышение качества услуг, связанных с энергоснабжением.

За 20 лет реформирования электроэнергетики полностью разрушена вертикально интегрированная структура при сохранении технологического единства процесса производства, передачи и потребления электрической энергии и уровня надежности энергоснабжения. Созданы генерирующие, сетевые, сбытовые, ремонтные, сервисные и расчетно-измерительные (биллинговые) компании, работающие на оптовом и розничных рынках.

Образование мелких компаний по оказанию энергетических услуг на местном уровне привело к увеличению их издержек и повышению тарифов на коммунальные услуги без улучшения их качества.

Недостаточное финансирование сказалось на износе основных фондов. Большая часть энергетического оборудования находится в критическом состоянии. Более 25% мощности энергоблоков и более 40% неблочного оборудования ТЭС находится за пределами физической и экономической целесообразности их эксплуатации. Срок службы блочного оборудования составляет 70%, а неблочного – более 80% нормативного. На ГЭС более 50% установ-

ленного оборудования отработало нормативный срок службы. На АЭС необходимо вывести из эксплуатации более 8 млн кВт [1. С. 66].

Тяжелое положение и в электрических сетях. В среднем протяженность ЛЭП, находящихся в неудовлетворительном и непригодном состоянии, в 2 раза превышает протяженность ЛЭП, подвергаемых реконструкции, техническому перевооружению и капитальному ремонту, а по электрическим сетям энергозоны восточной части страны – более чем в 5 раз. Причем ежегодный прирост ЛЭП, находящихся в неудовлетворительном и непригодном состоянии, составляет 1–2%. Маслонаполненные вводы 110–220 кВ изношены на 70%, устарели устройства релейной защиты и автоматики. При этом статистические данные свидетельствуют о том, что примерно 90% от общего количества нарушений в работе энергосистем происходит в электрических сетях [1. С. 66].

Критическая ситуация сложилась и в тепловом хозяйстве страны. Функционирует более 100 000 мелких котельных с низкой эффективностью морально и физически устаревшего оборудования. Большие потери в тепловых сетях (более 30%) приводят к перерасходу более 80 млн т у. т. в год, что составляет около 7% годового потребления энергоресурсов. Резко возрастает количество аварий из-за выхода из строя изношенных теплосетей, что приводит к размораживанию не только отдельных зданий, но и жилых кварталов и городов [1. С. 66].

Поддерживание изношенных основных фондов электроэнергетики в эксплуатационном состоянии требует все возрастающих затрат на ремонт, приближающихся к стоимости вновь вводимых основных фондов.

В электроэнергетике прямая конкуренция возможна в сфере генерирования и торговли энергией между поставщиками (энергоснабжающими организациями), доводящими энергию до ее конечных пользователей. Косвенная конкуренция возможна между поставщиками альтернативных энергоносителей (уголь, газ и др.) и между поставщиками энергосберегающих услуг. В передаче и распределении энергии конкуренция исключена, поэтому магистральные сети 330 кВ и выше переданы в ведение Федеральной сетевой компании (ФСК). Тариф на передачу электрической энергии для ФСК определяется Правительством РФ на федеральном уровне и вводится прямым приказом Федеральной службы по тарифам (ФСТ).

Региональные распределительные сети вошли в холдинг МРСК (Межрегиональная распределительная сетевая компания). Тарифы на электрическую энергию в субъектах Федерации необходимо согласовывать с региональными энергетическими компаниями (РЭК).

Система тарификации энергии в России базируется на следующих основных принципах:

1) на обеспечении каждой энергетической компании возможности возмещения ее затрат и получения прибыли, достаточной для расчетов с государственным бюджетом и образования фондов предприятия;

2) созданию заинтересованности у потребителей в экономном расходовании энергии, улучшении режимных показателей энергопотребления, повышении коэффициента мощности и процента возврата конденсата;

3) заинтересованности станций, сетей и энергоснабжающих компаний в снижении издержек производства, расхода энергии на собственные нужды и потери в сетях;

4) стимулировании размещения энергоемких потребителей в районах с наименьшими затратами на производство энергии и обеспеченных дешевыми энергоресурсами;

5) создании экономической заинтересованности у населения, проживающего в районах с низкой себестоимостью производства энергии, в переводе высокотемпературных процессов (пищеприготовления), а в дальнейшем, в некоторых случаях, и отопления на электроэнергию;

6) обеспечении соответствующих соотношений в уровне тарифов на энергию и цен на энергетическое топливо;

7) учете средней дальности передачи энергии;

8) финансовой поддержке крупных энергоемких градообразующих предприятий;

9) социальной защите малообеспеченных слоев населения.

В настоящее время тарифы на электрическую энергию формируются с использованием **метода экономически обоснованных расходов** («Идержки плюс») [2]. В основе этого метода лежит расчет необходимой валовой выручки организаций от реализации каждого вида продукции (услуг) и расчетного объема производства соответствующего вида продукции (услуг) за расчетный период регулирования. В сетевых компаниях в необходимую валовую выручку (НВВ) включаются:

– расходы, связанные с передачей электрической энергии (оплата труда с начислениями на социальные нужды; расходы по эксплуатации и содержанию оборудования; отчисления в ремонтный фонд; амортизация производственного оборудования; общехозяйственные расходы; расходы на оплату услуг организаций коммерческой инфраструктуры оптового рынка; оплата услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулирующую деятельность, и др.);

– внереализационные расходы (дебиторская задолженность; расходы на консервацию основных производственных фондов и др.);

– балансовая прибыль (прибыль на развитие производства, в том числе капитальные вложения; прибыль на социальное развитие, в том числе капитальные вложения; прибыль на поощрение; дивиденды; процент за пользование кредитом; услуги банка; налог на прибыль; налог на имущество; экологические налоги; другие налоги, сборы и платежи).

Тариф на услуги по передаче электрической энергии рассчитывается исходя из действующих норм и нормативов материалов и прогнозируемых цен в виде экономически обоснованной ставки ($T_{\text{усл}}$), которая, в свою очередь, дифференцируется по четырем уровням напряжения в точке подключения потребителя в электрической сети рассматриваемой организации:

1) на высоком напряжении (ВН) – 110 кВ и выше;

2) на среднем первом напряжении (СН1) – 35 кВ;

3) на среднем втором напряжении (СН2) – 20–1 кВ;

4) на низком напряжении (НН) – 0,4 кВ и ниже.

Для потребителей, рассчитывающихся по одноставочному тарифу, экономически обоснованный тариф платы за услуги по передаче электроэнергии по сетям разного напряжения ($\tau_i^{\text{усл}}$) состоит из тарифа на содержание электрических сетей ($\tau_i^{\text{сод}}$) и тарифа ($\tau_i^{\text{пот}}$), учитывающего технологические потери электрической энергии на ее передачу по сетям:

$$\tau_i^{\text{усл}} = \tau_i^{\text{сод}} + \tau_i^{\text{пот}}, \quad (1)$$

где i – диапазон напряжения.

Тариф на содержание электрических сетей рассчитывается по формуле

$$\tau_i^{\text{сод}} = \frac{\text{НВВ}_i}{N_i^{\text{отп}} \cdot h_i}, \quad (2)$$

где НВВ_i – необходимая валовая выручка, обеспечивающая компенсацию экономически обоснованных расходов (с учетом расходов из прибыли) на осуществление деятельности по передаче электрической энергии соответственно по сетям разного уровня напряжения; $N_i^{\text{отп}}$ – мощность, отпускаемая в сети соответствующего уровня напряжения; h_i – число часов использования заявленной (договорной) мощности по данной группе потребителей, получающих электроэнергию на соответствующем диапазоне напряжения.

Необходимая валовая выручка для сетей разного уровня напряжения определяется по формуле

$$\text{НВВ}_i = \text{И}_i^{\text{n}} + \text{И}_i^{\text{np}}, \quad (3)$$

где И_i^{n} – суммарные прямые расходы сети соответствующего уровня напряжения, включающие в себя амортизационные отчисления, расходы на производственное развитие, налог на землю, налог на имущество и налог на прибыль; И_i^{np} – прочие расходы сетевой организации, относимые на соответствующий уровень напряжения пропорционально условным единицам (Y_i) учитываемых объектов электросетевого хозяйства.

Прочие расходы сетей соответствующего уровня напряжения определяются по формуле

$$\text{И}_i^{\text{np}} = (\text{НВВ} - \text{И}^{\text{n}}) \frac{Y_i}{\sum_1^4 Y_i}, \quad (4)$$

где И^{n} – суммарные прямые расходы сетевой организации.

Расчет ставки, учитывающей оплату потерь электрической энергии на ее передачу, определяется по формуле

$$\tau_i^{\text{пот}} = \frac{I_i^{\text{пот}}}{\mathcal{E}_i^{\text{отп}} \left(1 - \frac{\alpha_i}{100}\right)}, \quad (5)$$

где $I_i^{\text{пот}}$ – расходы на оплату потерь в сетях соответствующего уровня напряжения, тыс. р.; $\mathcal{E}_i^{\text{отп}}$ – суммарный плановый (расчетный на предстоящий период регулирования) отпуск электроэнергии в сеть соответствующего уровня напряжения; α_i – нормативы технологических потерь электроэнергии на ее передачу по сетям соответствующего уровня напряжений, %.

Расходы на оплату потерь в сетях рассчитываются по формуле

$$I_i^{\text{пот}} = \tau_{\text{э.с}} \cdot \mathcal{E}_i^{\text{отп}} \cdot \frac{\alpha_i}{100} + \Delta I_i^{\text{пот}}, \quad (6)$$

где $\tau_{\text{э.с}}$ – одноставочный тариф на электроэнергию, р./МВт·ч; $\Delta I_i^{\text{пот}}$ – часть затрат на оплату потерь сетей более высокого напряжения, учитываемая при расчете $\tau_i^{\text{пот}}$ для смежных сетей более низкого напряжения, тыс. р. (с учетом расчетного перетока электроэнергии из сети ВН в сеть СН1 и СН2, из сети СН1 в сеть СН2, из сети СН2 в сеть НН и плановой поставки электроэнергии в сеть высокого и среднего напряжения непосредственно от генерирующих источников, а также с оптового рынка электрической энергии (мощности) и от других внешних поставщиков (млн кВт·ч)).

Система экономически обоснованных расходов имеет ряд недостатков:

- тариф устанавливается только на год, и компания не может определить свои финансовые возможности даже на среднесрочную перспективу;
- возможности по привлечению финансовых средств ограничены, так как банки не видят финансовых потоков;
- сетевые компании не заинтересованы в снижении издержек и потерь, так как на следующий год базовая ставка тарифа будет на эту величину снижена;
- прибыль рассчитывается по статьям, которые компания собирается финансировать из прибыли; расчетная база трудно поддается контролю со стороны регулирующих органов, что приводит к повышению тарифов.

В 2010–2012 гг. сетевые компании должны перейти на другую систему формирования тарифов – с применением **метода доходности инвестированного капитала** [3].

При использовании этого метода необходимая валовая выручка определяется на долгосрочный период регулирования, составляющий пять лет (не менее трех лет при первом применении метода), отдельно на каждый год периода регулирования.

Необходимая валовая выручка определяется по формуле

$$НВВ_t = I_t + ВК_t + ДК_t + \Delta НВВ_t^c + \Delta НВВ_t^{\text{кор}}, \quad (7)$$

где t – любой год регулируемого периода (от 1 до t); I_t – расходы, связанные с передачей электроэнергии; BK_t – возврат инвестированного капитала (амортизация капитала); DK_t – доход на инвестированный капитал; ΔHBB_t^c – величина изменения НВВ, производимого в целях сглаживания тарифов; ΔHBB_t^{kop} – величина корректировки необходимой валовой выручки по результатам года t .

Расходы, связанные с передачей электроэнергии, рассчитываются по формуле

$$I_t = I_t^{op} + I_t^{np}, \quad (8)$$

где I_t^{op} – операционные (подконтрольные) расходы, учитывающие сырье и материалы, ремонт основных средств, оплату труда, другие расходы, уменьшающие налогооблагаемую базу налога на прибыль; I_t^{np} – прочие (неподконтрольные) расходы, включающие в себя расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности; расходы на аренду имущества и лизинговые платежи; налог на прибыль и другие обязательные платежи и сборы; дополнительные расходы, связанные с изменением законодательства, состава активов, и другие расходы, не учтенные при установлении базового уровня операционных расходов.

Базовый уровень операционных расходов, устанавливаемый на очередной долгосрочный период регулирования, увеличивается на величину экономии операционных расходов и экономии от снижения потерь и корректируется с учетом надежности и качества энергообеспечения.

Операционные расходы для второго и следующих лет регулируемого периода корректируются в соответствии с индексом эффективности операционных расходов (ИР), индексом потребительских цен (ИПЦ), индексом изменения количества активов (ИКА) и коэффициентом эластичности операционных расходов по количеству активов (Эл), необходимых для осуществления регулируемой деятельности.

ИР устанавливается в пределах от 1 до 2,5% регулирующими органами; Эл на первый долгосрочный период устанавливается равным 0,75; ИПЦ объявляется Правительством РФ (в 2011 г. – 7,5%, в 2012 г. – 6,5%); ИКА рассчитывается по изменению количества условных единиц активов предприятия, необходимых для регулируемой деятельности.

Возврат инвестированного капитала рассчитывается по следующей формуле:

$$BK_t = \sum_{i=1}^T A_i^K + \sum_{i=1}^T A_i^I = \frac{K_1 \cdot (t-1)}{T_B \cdot (1 - IK_1)} + \sum_{i=1}^T \frac{I_i}{T_B}, \quad (9)$$

где $\sum_{t=1}^T A_t^K$ – амортизация (возврат) капитала, инвестированного до начала долгосрочного периода регулирования, накопленная с начала долгосрочного периода до года t ; $\sum_{t=1}^T A_t^I$ – амортизация (возврат) инвестиций, предусмотренных согласованной инвестиционной программой, накопленная с начала долгосрочного периода до года t ; K_1 – размер инвестированного капитала в долгосрочном периоде регулирования, начавшемся в первом году регулируемого периода; $ИК_1$ – физический износ инвестированного капитала в первом году периода; $\sum_{t=1}^T I_t$ – сумма величин инвестиций, предусмотренных согласованной инвестиционной программой за весь регулируемый период T ; T_b – срок возврата инвестированного капитала (35 лет для сетевых компаний).

Доход на инвестированный капитал рассчитывается по формуле

$$\begin{aligned} ДК_t = & \left(K_1 - \sum_{t=1}^T A_t^K \right) \cdot (E_t^K + E_t^{per}) + \\ & + \left(\sum_{t=1}^T I_t - \sum_{t=1}^T A_t^I + ЧОК \right) \cdot (E^I + E^{per}), \end{aligned} \quad (10)$$

где E_t^K и E^I – нормы доходности на инвестированный капитал до начала регулируемого периода и инвестированный капитал на регулируемый период соответственно; E_t^{per} и E^{per} – региональные коэффициенты доходности, установленные соответственно на инвестированный капитал до регулируемого периода и инвестиции на период регулирования; ЧОК – величина чистого оборотного капитала (рассчитывается как разница между текущими активами и пассивами), необходимого на весь регулируемый период с учетом ИПЦ; величина ЧОК должна быть в пределах от четырёх до восьми процентов НВВ, установленной на предыдущий финансовый год.

Инвестированный капитал включает в себя заемный и собственный капитал. Доля заемного капитала на первый период регулирования в сфере передачи электрической энергии по распределительным сетям устанавливается равной 0,3; доля собственного капитала – 0,7.

Норма доходности инвестированного капитала рассчитывается как средневзвешенная величина по формуле

$$E^I = 0,3 \cdot E_{з.к} + 0,7 \cdot E_{с.к}, \quad (11)$$

где $E_{з.к}$ и $E_{с.к}$ – стоимость заемного и собственного капиталов соответственно.

Стоимость заемного капитала определяется исходя из усредненной стоимости облигационных займов, размещенных регулирующими организациями.

Стоимость собственного капитала определяется доходностью долгосрочных государственных обязательств, выраженных в рублях, со сроком пога-

шения от четырех до шести лет за год, предшествующий установлению нормы доходности, и премией за риск инвестирования в собственный капитал.

Сглаживание необходимой валовой выручки производится с целью ее изменения в последний год долгосрочного периода регулирования и определяется по формуле

$$\Delta \text{НВВ}_T^c = - \sum_{t=1}^T \Delta \text{НВВ}_t^c \cdot (1 + E^t)^{(T-t)}, \quad (12)$$

где $\Delta \text{НВВ}_T^c$ – величина изменения необходимой валовой выручки в последнем году регулирования.

Корректировка необходимой валовой выручки осуществляется ежегодно на основе фактических показателей расчета тарифов взамен прогнозных значений индекса потребительских цен, изменения активов, инвестиций, ставок налогов и платежей. Корректировка осуществляется по следующей формуле:

$$\Delta \text{НВВ}_t^{\text{кор}} = \text{НВВ}_t^{\text{ск}} - \text{ТВ}_t + \text{КНК}_t \cdot \text{НВВ}_t^{\text{ск}}, \quad (13)$$

где $\text{НВВ}_t^{\text{ск}}$ – скорректированная величина необходимой валовой выручки в году t ; ТВ_t – выручка от реализации продукции (услуг) по регулируемому виду деятельности в году t ; КНК_t – корректировка необходимой валовой выручки с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг) в году t , определяемая в процентах. Данная величина не может превышать трёх процентов от необходимой валовой выручки.

Метод доходности инвестированного капитала по сравнению с методом экономически обоснованных затрат имеет ряд достоинств:

- тарифы устанавливаются на 3–5 лет, учитывают необходимость привлечения средств для инвестирования и их возврат в течение длительного времени;

- система стимулирует сетевые компании к снижению издержек и потерь, так как вся экономия за расчетный период остается в компании;

- в тариф включаются не все инвестиции, а только средневзвешенная норма доходности на вложенный капитал при различных источниках инвестиций, что должно меньше сказываться на росте тарифов;

- норма доходности инвестированного капитала легче поддается контролю по сравнению с расходами из прибыли;

- чтобы не потерять полученную повышенную прибыль, сетевым компаниям придется следить за качеством энергоснабжения, так как если сетям не удастся достичь требуемых показателей качества, долгосрочные тарифы будут изменены.

Но в методике есть и некоторые недостатки:

- в необходимую валовую выручку включаются расходы на содержание регулирующих органов, которые заинтересованы в повышении этих расходов (сами себя контролируют);

– перевод региональных сетевых компаний на RAB затруднен тем, что для введения новых тарифов в субъекте Федерации необходимо согласование с региональной энергетической компанией;

– снижение тарифов по причине недостаточного качества энергоснабжения напрямую не предусматривает компенсации для пострадавших потребителей. Для того чтобы запустить механизм контроля за качеством, нужно, чтобы показатели надежности были приняты Правительством РФ.

Для снижения тарифов на электрическую энергию необходимо:

– усилить контроль за расходами энергокомпаний и целевым использованием государственных инвестиций;

– убрать из тарифов расходы на содержание регулирующих органов;

– внедрить систему скидок к тарифам за перерывы в электроснабжении и снижение качества электрической энергии;

– уменьшить налоговую нагрузку на энергокомпании.

Следить за состоянием основных фондов – обязанность собственников. Теперь, когда их износ достиг критического состояния, нельзя перекладывать инвестирование в электроэнергетику на потребителей путем включения инвестиций (полностью или частично) в тарифы, тем более что в затратах энергокомпаний инвестиционная составляющая в виде амортизации уже присутствует.

Для привлечения инвестиций в электроэнергетику необходимо создать в стране общий благоприятный инвестиционный климат.

Тарифы на электроэнергию для конечных потребителей складываются из тарифов на генерацию, передачу, сбыт и услуги. Прежде чем переходить к рыночным тарифам на генерацию и сбыт электроэнергии, необходимо, чтобы уровень платежеспособности потребителей был адекватен рыночным ценам.

Литература

1. Гительман Л.Д., Ратников Б.Е. Эффективная энергокомпания: Экономика. Менеджмент. Реформирование. М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2002. 544 с.
2. О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации: постановление Правительства РФ от 26.02.2004 г. № 109 // КонсультантПлюс.
3. Об утверждении методических указаний по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала: приказ ФСТ РФ от 26.06.2008 г. № 231-Э // КонсультантПлюс.