Мировая практика реформирования электроэнергетики:

опыт сравнительных сопоставлений для России



Петр ТОЛМАЧЕВ

На протяжении последних пятнадцати лет в мировом сообществе ведется дискуссия о целесообразности и путях реструктурирования тех секторов национальной экономики, которые в большей или меньшей степени обладают признаками естественных монополий. При этом для сторонников радикальных рыночных реформ вопрос целесообразности зачастую представляется излишним.

Но таковым он не показался нашему постоянному автору – доктору экономических наук, профессору Дипломатической академии МИД РФ Петру ТОЛМАЧЕВУ. Его основательное исследование этой немаловажной темы, публикуемое на наших страницах, думается, представит несомненный интерес для читателей.

Методом проб и ошибок

По мнению многих «рыночников», сохранение монополистических структур в том виде, в каком они существовали в послевоенное время в большинстве стран, то есть в виде вертикально интегрированных монополий с государственной или общественной формой собственности, ведет к неэффективному использованию финансовых средств и разбазариванию природных ресурсов, что в конечном счете сказывается на ценах за предоставляемые «монополиями» услуги, на снижении уровня самих услуг и приводит к ущемлению прав потребителей. Чаще всего «рыночники» спорят лишь о путях и методах реформирования секторов экономики, обладающих признаками естественных монополий.

Другая группа экономистов и политиков, защищающая идею усиления роли государства в управлении и регулировании национальной экономики, скептически относится к самой идее реструктурирования и реформирования естественных монополий, поскольку у этих специалистов вызывает сомнение именно целесообразность подобных перемен.

Обе стороны приводят «весомые» аргументы в свою пользу, хотя даже те страны, где реформирование «монополистических» секторов экономики прошло или проходит более или менее успешно, не могут похвастаться чрезмерными достижениями. Как правило, все это реформирование ведется методом проб и ошибок, причем, как подтверждает практика, редко кто умеет учиться на ошибках других. Большинство реформаторов набивают свои собственные «шишки», а поскольку монополистические секторы экономики являются стратегически важными для страны в целом (это прежде всего энергетика, железнодорожный транспорт, телекоммуникации), то эти самые «шишки» появляются уже на лбу каждого ее жителя.

В большинстве случаев, несмотря



Здание РАО «ЕЭС России»

на весьма существенные различия в экономических предпосылках и макроэкономических условиях, стремление каждого государства, предпринимающего попытку реструктурировать отрасли, относимые к сфере естественных монополий, прежде всего продиктовано требованием повышения эффективности функционирования каждой составляющей всего экономического комплекса, а также защитой интересов потребителей, то есть промышленности и населения. Именно низкая эффективность и конкурентоспособность собственной промышленности заставила правительства большинства этих стран решиться на проведение серьезных реформ в сфере естественных монополий, к которым относится и сектор энергетики.

В большинстве стран реформы энергетического сектора инициировались с целью: повысить эффективность отрасли; привлечь новые инвестиции; создать новые мощности; повысить уровень конкурентоспособности в отрасли; добиться снижения тарифов; предоставить потребителям больше возможностей по выбору поставщика электроэнергии; повысить качество и надежность предоставляемых услуг; сократить задолженность государству; обеспечить соответствие требованиям правительственных органов и регулирующих структур (например, Европейского Союза).

Можно отметить как позитивные, так и негативные результаты реструктуризации.

Позитивные результаты:

- **снижение тарифов** (Великобритания);
- **выравнивание уровня тарифов по регионам** (Норвегия);
- **повышение качества услуг** (Великобритания);
- **сокращение случаев нарушения энергоснабжения** (Великобритания);
- **расширение возможностей выбора для потребителей** (Норвегия, Новая Зеландия, Калифорния – США);
- **привлечение зарубежных инвестиций** (Бразилия, Великобритания, Новая Зеландия);
- **повышение производительности труда** (Великобритания);
- **сокращение рабочих мест** (Великобритания, Бразилия).

Отрицательные результаты сводились к следующему:

- **значительные колебания тарифов** с течением времени (Калифорния – США, Норвегия);
- **принудительная продажа активов** (Великобритания);
- **избыточные инвестиции в области передачи электроэнергии** (Норвегия);
- **значительное повышение тарифов** (Калифорния – США);
- **нарушения энергоснабжения** (Калифорния – США).

Примером того, что не всегда реформирование отрасли оказывается успешным, можно назвать и опыт Украины. В 1995 году в этой стране были созданы независимые генерирующие компании (4 крупные и 11 мелких) и появилась национальная сетевая корпорация. Но к 1999 году стало понятно, что Украина испытывает серьезные проблемы со снабжением электроэнергией. Резко возросли неплатежи. Более чем в



Собрание акционеров утвердило годовой отчет РАО «ЕЭС России» за 2006 г., годовую бухгалтерскую отчетность, в том числе отчет о прибылях и убытках (счета прибылей и

два раза возросли дебиторская и кредиторская задолженности.

По данным официальной статистики, к концу 1999 года энергоблоки часто простаивали, не на что было купить топливо, происходило отключение потребителей. Частота тока иногда падала до такого уровня, что возникала реальная угроза отключения атомных станций. При этом обогащались лишь посредники.

По ситуации на конец 1999 года, из-за отсутствия средств на закупку ядерного топлива простаивали 5 из 14 действующих в стране блоков АЭС. Из-за дефицита топлива и электроэнергии за пределами Киева люди жили в неотапливаемых и неосвещенных домах, а внушительная часть магазинов, поликлиник и школ просто не работала.

Не лучше обстояли дела и в других республиках бывшего СССР, где правительства также пошли на дробление энергомонополии и решили отдать собственную электроэнергетику в руки частных и иностранных инвесторов. Так, Казахстан даже вынужден был расторгнуть контракт с бельгийской компанией, купившей казахскую энергетику. А в Грузии в середине ноября 1999 года после четырехдневного отключения электричества население Тбилиси перекрыло главную улицу столицы с требованием к национальному правительству дать тепло и свет в жилые дома.

Самой же значимой по общественному резонансу стала «энергетическая катастрофа» в США 13 августа 2003 года. Все началось с выхода из строя трех линий электропередачи в штате Огайо. Однако местная аварийная ситуация превратилась в цепь отключений — энергокомпании закрыли часть востребованных мощностей, спровоцировав тем самым масштабный кризис электроснабжения.

Правительство США традиционно поддерживало Федеральную энергетическую комиссию, старавшуюся разрушить оставшиеся вертикально-интегрированные компании в энергосистемах. Однако на следующий день после аварии **министр энергетики США Спенсер Абрахам** заявил, что разрушение вертикально-интегрированных компаний будет приостановлено на три года: «Чтобы решать проблему отключений электроэнергии, нам необходимо ввести обязательные стандарты надежности и увеличить мощность передающих сетей. Ради этого мы готовы пойти на замедление процесса дерегулирования». Тем самым министр признал, что дерегулирование электроэнергетики явилось одной из причин энергетической катастрофы. При этом в 2006 году (через три года «моратория») США гораздо больше интересовались перспективами атомной электроэнергетики, чем «процессами дерегулирования» отрасли.

И пусть авария в США произошла позже, уже имевшегося опыта реформ в других странах к концу 2000 года (моменту, когда проект реформы электроэнергетики РФ был вынесен на заседание правительства) оказалось достаточно, чтобы у самой идеи модернизации нашлись как сторонники, так и противники.

За морем житье не худо

Но в целом опыт регулирования и реформирования деятельности электроэнергетических компаний оценивается нами как успешный. Его основные параметры заключаются в следующем.

Анализ способов государственного энергетического регулирования в США наиболее интересен с точки зрения определения концепции и методов регулирования в электроэнергетике России в условиях ее приватизации и акционирования. Американский опыт может оказаться полезным для построения производственно-организационной структуры электроэнергетики, установления принципов организации функционирования рынка электроэнергии и методов регулирования деятельности энергетических компаний и тарифов на электроэнергию. В отличие от многих европейских развитых стран с «мягким» индикативным государственным регулированием, для США характерна система более жестко регламентированного энергетического контроля, в которой органы федерального и регионального уровней непосредственно взаимодействуют с энергетическими компаниями практически на всех этапах планирования их текущей и

перспективной деятельности, регулируют тарифы, а также допустимые размеры их прибыли.

На территории США имеется свыше 3000 энергетических компаний с различными видами собственности, однако около 70% общего объема производства электроэнергии приходится на частные компании акционерного типа. Как и компании, находящиеся в федеральной собственности, частные компании могут действовать на территории одного или нескольких штатов. Определяющими условиями деятельности энергетических компаний являются обязательное лицензирование на право коммерческой деятельности, а также административное закрепление за компаниями определенных зон обслуживания, в пределах которых они несут непосредственную правовую ответственность за надежное и качественное энергоснабжение потребителей. Некоторые особенности организационных форм функционирования и условий реализации продукции американских энергетических компаний представлены в **табл. 1**.

Следует подчеркнуть, что в электроэнергетике США отсутствует централизованное управление режимами совместной работы объектов различных энергетических компаний. Однако развитая система договорных отношений между региональными партнерами, понимание экономической эффективности совместной параллельной работы и, наконец, законодательное закрепление принципов свободного доступа к электрическим сетям компаний и независимых производителей энергии обеспечивают формирование и устойчивое функционирование крупных оптовых рынков электроэнергии на межрегиональном уровне.

Регулирующими органами в энергетике США являются Федеральная энергетическая комиссия (ФЭК) и региональные комиссии по регулированию коммерческой деятельности энергетических компаний общего пользования (РЭК).

Собрание акционеров утвердило годовой отчет РАО «ЕЭС России» за 2006 г., годовую бухгалтерскую отчетность, в том числе отчет о прибылях и убытках (счета прибылей и убытков), а также распределение прибылей и убытков по результатам прошлого финансового года.

Свели концы с концами

Как оценить семилетний опыт реформ российской энергетики? Вопрос непростой. Но ответ на него необходим по многим причинам. Прежде всего, на наш взгляд, необходимо определиться с оценкой экономической эффективности реформ. Для этих целей мы воспользуемся статистической отчетностью по РАО «ЕЭС» по итогам двух последних лет.

Итоги годового собрания акционеров РАО «ЕЭС России» интересны с точки зрения как структуры акционерного капитала, так и результатов финансово-хозяйственной деятельности. Согласно подписанному протоколу, акционеры, принявшие участие в годовом собрании (состоялось 26 июня 2007 г.), обладали 36 913 589 764 голосов по количеству принадлежащих им обыкновенных акций.

Собрание акционеров утвердило годовой отчет РАО «ЕЭС России» за 2006 г., годовую бухгалтерскую отчетность, в том числе отчет о прибылях и убытках (счета прибылей и убытков), а также распределение прибылей и убытков по результатам прошлого финансового года.

Годовой отчет содержит основные сведения о производственно-хозяйственной деятельности РАО «ЕЭС России», финансовых результатах, реформировании компании, мероприятиях, направленных на повышение надежности работы Единой энергосистемы России, инвестиционной программе РАО «ЕЭС России».

Согласно данным бухгалтерской отчетности, выручка Общества

Таблица 1.
Условия и формы функционирования электроэнергетических компаний в США

Типы коммерческих энергетических производителей	Реализованная форма собственности на средства производства	Доля в производстве электроэнергии в США. %	Наличие закрепленной зоны обслуживания	Деятельность на территории нескольких штатов	Право на оптовый рынок вне зоны обслуживания
Федеральные	Государств.	8,3	Есть	Без ограничения	Есть
Общественные	Штатная или муниципальн.	9,5	Есть	Один штат	Есть
Частные корпоративные	Акционерная	68,2	Есть	Без ограничения	Есть
Кооперативные	Кооперативная	5,7	Есть	Один штат	Есть
Независимые производители*	Акционерная, частная	8,3	Нет	Без ограничения	Есть

* Отдельные частные генераторные блок-станции

Финансовое положение многих предприятий электроэнергетической отрасли, несмотря на положительные сдвиги, пока остается достаточно тяжелым. Есть несколько основных причин, существенно влияющих на финансовое состояние энергокомпаний.

В течение всего периода реформ происходило увеличение тарифов на тепло- и электроэнергию для потребителей и увеличение цен на газ, уголь, мазут. Поэтому фактически финансовый результат энергокомпаний от увеличения тарифов нивелировался растущими ценами на топливо. Кроме того, препятствием к улучшению состояний АО является государственное регулирование тарифов на тепло и электроэнергию.

Высокая кредиторская и дебиторская задолженности энергетических предприятий поставщикам и подрядчикам, в том числе за топливо, по расчетам с бюджетом и внебюджетными фондами, по заработной плате, значительно влияют на финансовое состояние отрасли. Основными группами неплательщиков остаются потребители, получающие средства из местных бюджетов, оптовые потребители и объекты жилищно-коммунального хозяйства.

РАО «ЕЭС России» за 2006 г. составила 40 297 млн. руб. Прибыль от продаж Общества РАО «ЕЭС России» в 2006 г. составила 33 507 млн. руб. Чистая прибыль Общества РАО «ЕЭС России» с учетом влияния переоценки стоимости активов, принадлежащих РАО «ЕЭС России», составила 745 088 млн. руб.

Собрание акционеров приняло решение не выплачивать дивиденды по результатам работы РАО «ЕЭС России» в 2006 г. Это связано с тем, что компания в результате переоценки своих финансовых вложений по итогам 2006 г. при выручке 40 297 млн. руб. получила чистую прибыль в размере 745 088 млн. руб. Из них 717 657 млн. руб. — доходы от переоценки, являющиеся «бумажной» прибылью, которые не обеспечены реальными денежными средствами.

Выплата дивидендов акционерам из чистой прибыли, не обеспеченной полностью реальными денежными средствами, может привести не только к ухудшению финансового состояния ОАО РАО «ЕЭС России», но и к срыву инвестиционной программы Общества, строительство приоритетных объектов которого финансируется из прибыли.

Собрание акционеров утвердило сделку по приобретению 86 916 003 794 дополнительных акций ОАО «ФСК ЕЭС» (ФСК) по цене, определяемой советом директоров ФСК с учетом заключения независимых оценщиков, в размере 0,59 руб. за акцию. Сделка проводится в рамках процесса консолидации объектов Единой национальной электрической сети (ЕНЭС).

В оплату дополнительных акций РАО «ЕЭС России» передаст акции Магистральных сетевых компаний (МСК) — ОАО «Бурятские магистральные электрические сети», ОАО «Кубанские магистральные сети», ОАО «Магистральная электрическая сеть Республики Коми», ОАО «Магистральные электрические сети Кузбассэнерго», ОАО «Самарская Магистральная Компания», ОАО «Саратовская Магистральная Компания», ОАО «Читинские магистральные сети», ОАО «Курганская магистральная сетевая компания», ОАО «ОЭС ГрузРосэнерго». Последняя компания владеет линиями электропередачи, связывающими Россию и Грузию и относящимися к ЕНЭС.

Цена отчуждения акций вышеперечисленных обществ с учетом заключений независимых оценщиков составляет 6 280 442 238,56 руб. Кроме того, приобретаемые РАО «ЕЭС России» акции Федеральной сетевой компании будут оплачены денежными средствами в размере до 44,99 млрд. руб. Эти средства в дальнейшем планируется направить на реализацию инвестиционной программы ФСК (в сумме, соответствующей объему инвестиций от продажи РАО «ЕЭС России» акций ОГК и ТГК), а также для приобретения у РАО «ЕЭС России» имущества, относящего к ЕНЭС.

В конце декабря 2007 г. РАО «ЕЭС России» опубликовало отчет по МСФО за первое полугодие 2007 г. Несмотря на доходы от массовой распродажи акций «дочек», чистая прибыль холдинга снизилась по сравнению с первым полугодием 2006 г. на 31% — с 27,15 млрд. до 18,7 млрд. руб., говорится в отчете.

РАО объясняет это тем, что в соответствии с правилами МСФО холдинг начислил отложенный налог на прибыль от будущих продаж акций тепловых генерирующих компаний (ОГК и ТГК). Из-за этой операции расходы РАО по налогу на прибыль в первом полугодии увеличились почти в 3,8 раза — с 19,95 млрд. руб. (в первом полугодии 2006 г.) до 75,73 млрд. руб.

Де-факто РАО не платило налогов с будущих продаж, а только учло их в отчете. Совет директоров РАО утвердил несколько сделок еще в первом полугодии, и по правилам МСФО налог от этих продаж должен отражаться в отчетности в том же периоде. Рассчитывался налог исходя из стоимости чистых активов ОГК и ТГК также за первое полугодие 2007 г., но выплачиваться он будет исходя из реальной цены продаж.

В первом полугодии 2007 г. энергохолдинг продал по 49% акций в шести энергосбытовых компаниях и 100% акций «Оренбургэнергосбыта». В марте РАО продало блокпакеты акций Южно-Кузбасской ГРЭС и Западно-Сибирской ТЭЦ, допэмиссии ОГК-3 и «Мосэнерго», отмечается в отчете.

Благодаря доходам от продаж акций «дочек» прибыль РАО в январе-июне 2007 г. по сравнению с прошлым годом удвоилась и достигла 103,8 млрд. руб. Консолидированная выручка энергохолдинга в этот период выросла на 12,8% — до 503,4 млрд. руб. с 446,1 млрд. руб. в первом полугодии 2006 г. EBITDA (без учета прибыли от продаж акций «дочек») в первом полугодии составила 96 млрд. руб., увеличившись на 12,5 млрд. руб. С учетом прибыли от выбытия дочерних компаний EBITDA РАО достигла 145,5 млрд. руб.

В январе — июне 2007 г. по сравнению с тем же периодом 2006 г. капвложения РАО тоже выросли в два раза — до 106 млрд. руб. По росту инвестиций лидируют Московская областная электросетевая компания (14 млрд. руб.),

Таблица 2.
Сколько денег привлекли энергокомпании

Компания	Когда разместила эмиссию	Сколько привлекла, $ млрд	Покупатель	Объем инвест-программы*, $ млрд
ОГК-5	ноябрь 2006	0,46	Enel	1,90
Мосэнерго	март 2007	0,46	Газпром	3,54
ОГК-3	март 2007	3,08	Норникель	2,95
ТГК-5	май 2007	0,45	КЭС-холдинг	0,61
ОГК-2	сентябрь 2007	1,05	Газпром	2,91
ОГК-4	октябрь 2007	1,87	E.On Russia Power	3.09
ТГК-1	октябрь 2007	2,8	структура Газпрома	4,04
ТГК-8	октябрь 2007	1,7	ИФД Капиталъ	1,40

*по данным программы, утвержденной правлением «РАО «ЕЭС России» 29.01.2007 г. Источник «РАО «ЕЭС России», Расчеты «Ведомостей»

Федеральная сетевая компания (12,3 млрд. руб.), Северо-Западная ТГК-1 (4,4 млрд. руб.), Дальневосточная генерирующая компания (4,3 млрд. руб.).

Вывод однозначен

Главной проблемой электроэнергетики России является замена морально и физически изношенного технологического оборудования. На сегодняшний момент очень остро стоит вопрос состояния основных производственных мощностей в электроэнергетике. По данным РАО «ЕЭС России», износ производственных мощностей достиг 40%, в том числе линий электропередачи — 35,6%. подстанций — 63,1%, зданий и сооружений — 23,1%, устройств релейной защиты и автоматики — 44%. Практически выработали свой ресурс 25% энергоблоков и более 40% неблочного оборудования. В целом же по России износ основных фондов составляет 52%. Почти треть электроэнергии в стране вырабатывается на оборудовании, технические нормы которого закладывались в 30-40-е годы прошлого столетия. Срок службы целого ряда генерирующих объектов находится в пределах 50 — 60 лет. Сохранение в работе устаревшего оборудования увеличивает количество аварийных ситуаций, отражается на надежности работы электрических станций, приводит к росту расходов топлива и затрат на ремонты оборудования, потерь электроэнергии в сетях.

Отчетность РАО в целом позитивна и не должна оказать влияния на рынок. Аналитики не оценивают РАО по его отчетности: в 2008 г. холдинга не будет, и главное сейчас — темпы либерализации отрасли. В этом году РАО распродает активы, но рынок не будет реагировать на возможный существенный рост прибыли энергохолдинга, ведь это будет разовая прибыль, вызванная реорганизацией и не связанная с развитием компании.

~~Собрание акционеров утвердило годовой отчет РАО «ЕЭС России» за 2006 г., годовую бухгалтерскую отчетность, в том числе отчет о прибылях и убытках (счета прибылей и убытков), а также распределение п~~

Но вывод однозначен. Прибыли энергетических компаний недостаточно для процесса расширенного воспроизводства энергетических мощностей.

РАО «ЕЭС» и его «дочки» должны привлечь за счет продажи акций около 1 трлн. руб., сообщил недавно председатель правления РАО «ЕЭС» Анатолий Чубайс. Из них уже получено около 500 млрд. руб.

Из них 58% обеспечили IPO восьми «дочек» РАО **(см. табл. 2).** Акции тепловых компаний продает и само РАО (доли, причитающиеся государству после ликвидации холдинга), направляя вырученные средства ФСК и ГидроОГК для финансирования их инвестпрограмм.

Эти деньги компании могут потратить только на реализацию инвестпрограмм. Все планы утверждаются до размещения акций и рассчитаны до 2010 г., а в некоторых компаниях — до 2012 г.

У компаний остаются временно свободные деньги. Чтобы хоть как-то компенсировать инфляцию, их можно размещать на депозитах в банках (с ограничением по надежности), а также приобрести векселя. Банки отбираются только на тендере.

Мосэнерго вложило 22,1 млрд. руб., привлеченных в ходе допэмиссии в пользу Газпрома, в векселя Газпромбанка. Источники в компании тогда рассказывали, что компания намерена хранить деньги также в векселях и на депозитах Сбербанка, ВТБ и ВЭБ.

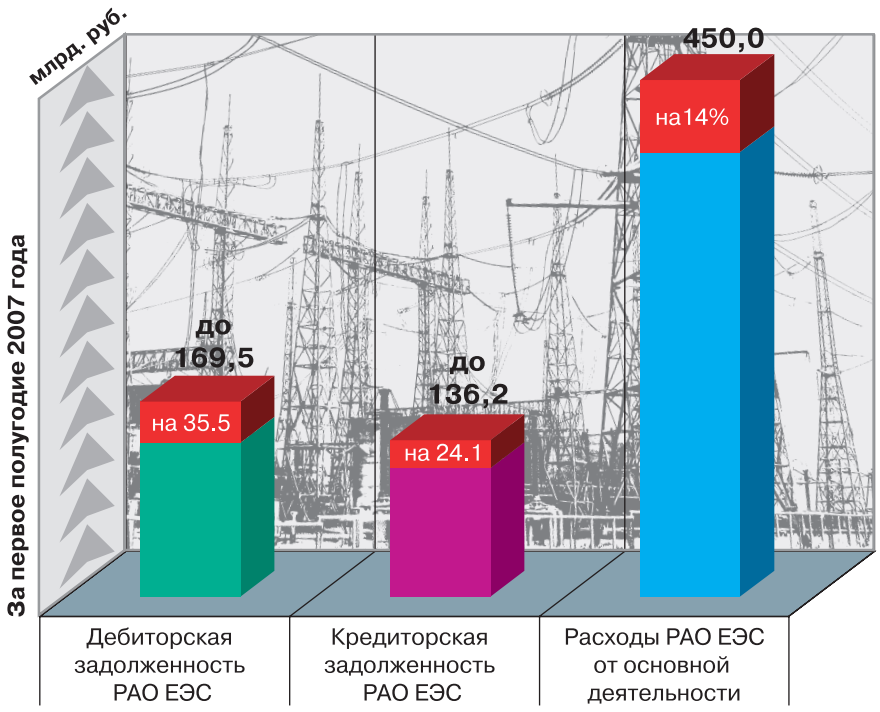
ОГК-3, продавшая акции «Норникелю», вложила 19 млрд. руб. в вексель Росбанка. Это шестимесячный доходный вексель со ставкой 8,5%. Кроме того, часть денег ОГК-3 размещена на депозитах в Альфа-банке и ВТБ под 8%, сейчас компания ведет переговоры о размещении денег в Сбербанке.

В ценные бумаги часть средств, привлеченных от допэмиссии, может вложить и ОГК-4. Сейчас деньги лежат на депозитах в банках, а часть уже израсходована.

Депозитами воспользовалась и ОГК-5: в ее отчете сказано, что свободные средства размещены на счетах 11 банков под 5 — 9,5% годовых на срок до года. Пока не принято решение об использовании средств, привлеченных ТГК-1, они лежат на счетах компании, сообщил ее представитель.

Большую часть средств энергокомпании начнут осваивать не ранее середины 2008 г., за это время важно эти деньги не растерять.

Схема 1.
Дебиторская, кредиторская задолженности «РАО «ЕЭС России» и расходы от основной деятельности в течение первого полугодия 2007 г.



Энергетикам помогает банковский кризис: размещать деньги на депозитах сейчас выгодно, банки дают большие проценты. Не остаются внакладе и банки. Реформа РАО «ЕЭС» помогает увеличить ликвидность банковской системы и снизить ставки на рынке.

Тенденции со знаком минус

Дебиторская задолженность РАО в течение первого полугодия 2007 г. увеличилась на 35,2 млрд. руб. до 169,5 млрд. руб. Кредиторская — на 24,1 млрд. руб. до 136,2 млрд. руб. Расходы РАО от основной деятельности выросли на 14% до 450 млрд. руб. Для нашего анализа особое значение имеет последняя статья расходов. **(схема. 1).**

И вот почему. Реформа энергохолдинга будет иметь, на наш взгляд, как минимум две отрицательные тенденции, которые в настоящий момент специалистами не осознаны и в расчет не принимаются.

Безусловно одно, расходы РАО от основной деятельности будут расти по статьям затрат на топливо. Оценку интенсификации использования энергетических ресурсов еще предстоит сделать.

Но не менее важным будет отрицательный результат от **минимизации трансфертного ценообразования**. Трансфертные цены — это цены, по которым производится продажа товаров в рамках транснациональной корпорации, совместного предприятия или между подразделениями. Возможность устанавливать эти цены ниже или выше рыночных позволяет компаниям перераспределять прибыль, выводить ее из стран, где действуют ограничения на вывоз капитала, завоевывать новые рынки сбыта за счет искусственного снижения цен на продукцию. Но основная цель внутрикорпоративного ценообразования — минимизация налогообложения.

Сейчас трансфертное ценообразование между аффилированными компаниями и взаимозависимыми фирмами во всем мире широко используется для занижения налоговых платежей. По данным экспертов, 30-50 процентов мирового экспорта товаров и услуг сейчас проводится на основе внутрикорпоративных цен.

В России налогообложение при трансфертном ценообразовании регулируется статьями 20 и 40 Налогового кодекса. Согласно действующей редакции этих норм, взаимозависимыми лицами для целей налогообложения признаются физические лица и организации, отношения между которыми могут оказывать влияние на условия или экономические результаты их деятельности. Например, когда одна организация непосредственно или косвенно участвует в другой организации и суммарная доля такого участия составляет более 20 процентов. Или если одно физическое лицо подчиняется другому физическому лицу по должностному положению. Взаимозависимыми также признаются лица, которые состоят в брачных или родственных отношениях. При этом суд может признать лица взаимозависимыми по иным основаниям, если отношения между этими лицами могут повлиять на результаты сделок по реализации товаров.

Налоговые органы вправе проверять правильность применения цен по сделкам лишь в следующих случаях. Во-первых, между взаимозависимыми лицами. Во-вторых, по товарообменным операциям. В-третьих, при совершении внешнеторговых сделок. И наконец, при отклонении более чем на 20 процентов в сторону повышения или в сторону понижения от уровня цен, применяемых налогоплательщиком по идентичным товарам в пределах непродолжительного периода времени.

Когда цены товаров, примененные сторонами сделки, отклоняются в сторону повышения или в сторону понижения более чем на 20 процентов от рыночной цены, налоговики вправе вынести решение о доначислении налога и пени. Она рассчитывается таким образом, как если бы результаты этой сделки были оценены исходя из рыночных цен, отмечается в статье 40 Налогового кодекса.

Трансфертные цены в настоящее время используются не столько для минимизации налогов,

сколько для решения каких-то иных задач: защиты активов, повышения инвестиционной привлекательности отдельных компаний холдинга. Минимизация налогов при помощи трансфертных цен внутри России возможна лишь в двух случаях.

Во-первых, по прибыли: когда прибыль холдинга аккумулируется в регионе с пониженным налогообложением. На сегодня в России не осталось регионов, где существуют значительные налоговые льготы, которыми можно было бы воспользоваться при помощи трансфертного ценообразования. Во-вторых, по налогу на добычу полезных ископаемых: когда недропользователь продает полезное ископаемое по заниженной цене с тем, чтобы платить меньший налог, так как налог рассчитывается именно от этой цены. Маловероятно, что кто-то сейчас продолжает пользоваться столь опасной схемой.

Что же касается идеи введения нулевой ставки налога на прибыль организаций при получении дивидендов российскими лицами, то это звучит очень заманчиво. Настолько заманчиво, что в это не верится: где-то должен быть подвох. Но при внимательном изучении сформулированных поправок к закону становится понятно: в рамках холдинга дивиденды облагаться не должны при условии, что налогообложение консолидировано. Именно это и предлагает минфин.

Не бросайтесь краеугольным камнем

Ценовое регулирование деятельности естественных монополий вообще является краеугольным камнем в реформе энергетики. От эффективности его функционирования зависит воспроизводство основных фондов энергетики.

В большинстве развитых стран с рыночной экономикой существует два основных направления регулирования деятельности компаний непосредственно на рынках сбыта продукции естественно монополизированных отраслей. В основе одного из них — **регулирование допустимой нормы прибыли,** другого — **регулирование тарифов.** В обоих случаях контроль осуществляют специальные федеральные и региональные агентства. Конкретные практические приемы регулирования различаются в зависимости от выбора ключевого контрольного параметра, способа его задания, периодичности пересмотра условий и многих других факторов. В механизме регулирования энергетическим компаниям разрешается получать чистый доход после уплаты налогов в ограниченным пределах, а все аспекты деятельности компаний — тарифы, инвестиции, прибыльность производства — подлежат детальному контролю со стороны соответствующей федеральной комиссии, а также региональных органов и муниципалитетов. Тарифы должны устанавливаться по каждому виду товарных продаж или характеру услуг, что обычно требует детальной оценки имеющихся издержек на основе измерения объемов производства и продаж, величин прямых издержек, получаемой чистой прибыли и других параметров. Одобренный тариф обычно действует до тех пор, пока компания не обратится с требованием о пересмотре, что обычно происходит в том случае, если норма прибыли становится недостаточной. Энергетические предприятия должны получать разрешение не только на повышение тарифов, но и на изменение их структуры, а в ряде случаев даже на снижение цен.

Практика ценового регулирования энергетики, независимо от местных процедурных различий, диктует схему определения величины энергетических тарифов и включает три этапа: выявление совокупных текущих издержек производства, определение объема произведенных инвестиций и задание допустимой нормы прибыли на вложенный капитал. В мировой практике большинство контрольных органов разрабатывает единые достаточно сложные системы бухгалтерского учета, обязательные для всех энергетических компаний. Соответствующие региональные комиссии, комитеты и советы следят за тем, чтобы у компаний не было излишних издержек вследствие закупок сырья по завышенным ценам, установления слишком высокой заработной платы или намеренного отказа от поиска поставщиков более дешевых товаров и услуг.

Оценка текущих инвестиций — один из самых сложных аспектов в данной модели регулирования предприятий общественного пользования. Текущие капитальные вложения в производство включают затраты на приобретение нового оборудования за вычетом стоимости его амортизации; затраты на установку и ремонт оборудования; затраты на проведенное капитальное строительство. Амортизация начисляется на основе предписанных контрольными органами нормативов. При этом решается вопрос о том, какая часть инвестиций была осуществлена «оправданно» и потому может быть включена в инвестиционную базу, по которой рассчитывается разрешенная норма прибыли, а какая нет. Разумеется, при заданной норме прибыли регулируемые компании стремятся получить большую ее допустимую массу путем наращивания заявленного объема инвестированного капитала, то есть значения знаменателя в формуле нормы прибыли.

Законодательство большинства промышленно развитых стран предусматривает, что все средства, затраченные на излишние, неэффективно возведенные здания и сооружения или ненужное оборудование, полностью или частично исключаются из базы расчета нормы прибыли. В течение длительного времени размеры подобных исключений были отно-

Собрание акционеров утвердило годовой отчет РАО «ЕЭС России» за 2006 г., годовую бухгалтерскую отчетность, в том числе отчет о прибылях и убытках (счета прибылей и убытков), а также распределение п

сительно невелики. Однако после энергетического кризиса 70-х годов федеральные и местные регулирующие органы ужесточили требования по включению инвестиций в базу для расчета нормы прибыли. При этом они активно стали практиковать отнесение издержек на будущие периоды, детальные проверки целесообразности капитальных вложений и их переоценку по конкурентным ценам. Активы включаются в нормативную базу для исчисления прибыли при условии, что, во-первых, если сами активы были квалифицированы как «используемые и полезные», и во-вторых, если решения об их приобретении или создании в момент их принятия и на основе имеющейся к тому времени информации признаны обоснованными. Например, в США новые установленные мощности электростанции могут быть признаны «неиспользуемыми и бесполезными», если они практически не эксплуатируются или если текущие издержки на выработку 1 киловатт-часа здесь были существенно выше, чем в других компаниях штата.

Допустимая прибыль определяется на основе экспертных оценок. Ее нижняя граница связана со стоимостью инвестированного капитала, а верхняя определяется предельным сопоставимым доходом на инвестиции с той же степенью риска в других предприятиях конкурентных отраслей. Расчет величины допустимой нормы прибыли сопряжен с решением многих чисто технических вопросов: например, что должно быть принято за объем капитальных затрат — текущие затраты для данной конкретной компании или их среднеотраслевые нормы, их прошлая или ожидаемая в будущем величина; с тем, какая применяется методика учета налогов при расчете прибыли — суммы уже фактически оплаченных или только начисленных к оплате. Допустимая прибыль энергетической компании исчисляется на весь инвестированный капитал при условии эффективного применения трудовых ресурсов, методов организации производства и принципов ценообразования. Основной аргумент в пользу такой модели регулирования заключается в том, что она позволяет защитить потребителей и производителей, гарантируя оправданность расходов и инвестиций, а также справедливую оплату услуг. При этом создаются препятствия крупным и наиболее очевидным злоупотреблениям монопольным положением в виде неоправданно высоких издержек и завышения прибылей.

Вместе с тем, по мнению критиков, в ряде случаев эта модель может и поощрять режим затратного ценообразования, так как потенциальная возможность установления тарифов на базе фактических издержек позволяет перекладывать затраты на потребителей. Недостатки регулирования по принципу «затраты плюс прибыль» состоят в возможных нарушениях стимулов к эффективным капиталовложениям, в перенесении издержек с рынка с большей степенью конкурентности на рынок с. большей монополизацией, а также в недостаточности стимулов для расширения круга оказываемых услуг.

Собрание акционеров утвердило годовой отчет РАО «ЕЭС России» за 2006 г., годовую бухгалтерскую отчетность, в том числе отчет о прибылях и убытках (счета прибылей и убытков), а также распределение п

К числу возникающих при этом проблем относятся следующие:

- ***тенденция к ужесточению регулирования,*** определяемая частыми, длительными и весьма активно освещаемыми в средствах массовой информации заседаниями государственных контрольных органов;
- ***неоправданная «уступчивость» регулирующих органов*** из-за боязни, что запрет на повышение тарифов обернется уходом компаний с местных рынков;
- ***дороговизна судебной процессуальной системы регулирования*** как для компаний, так и для регулирующих органов;
- ***низкая эффективность судебного рассмотрения сложных экономических вопросов***, излишняя политизированность процессов и незаконное лоббистское давление со стороны энергетических компаний;
- ***отсутствие механизмов экономического стимулирования*** повышения эффективности энергетического производства и роста энергосбережения.

Со второй половины 80-х годов в США получила развитие несколько иная практика регулирования энергетических тарифов, осуществляемая при отсутствии жестких ограничений на норму прибыли. Суть данной модели заключается в установлении на согласованный достаточно длительный срок (4-5 лет) формулы расчета ежегодного тарифа, которая содержит коэффициент дефлятора и так называемы параметр комплексного фактора производительности предприятий (ФПП). Тарифные ограничения периодически пересматриваются по истечении установленного срока, но возможен и их внеочередной пересмотр. Последний равнозначен изменению содержания лицензии, на основании которой действуют производители.

Дефляционная модель регулирования связана с меньшими удельными затратами и противодействует стремлению производителей к сознательному завышению капиталоемкости процесса производства. Поскольку компания имеет право в установленных пределах присваивать все виды прибыли и использовать экономию на издержках, то у нее возникают стимулы для повышения производственной эффективнос-

ти, вытекающие из неограниченной максимизации прибыли в краткосрочном аспекте. При правильном определении параметра ФПП часть прибыли от возросшей эффективности производства передается потребителям в виде более низких цен. Стимулирующий эффект в значительной мере зависит от характера пересмотра цен, в частности, от точного соблюдения его установленных сроков и жесткости в определении контрольных значений ФПП.

Следует иметь в виду, что неопределенность и неясность для производителей критериев пересмотра ФПП провоцируют рост капитальных затрат и тормозят инвестиции. При негибком длительном фиксировании величины ФПП устанавливается явная обратная связь между снижением издержек и возможным снижением цен; в этом случае повышение эффективности деятельности компании становится уже не добровольным, а принудительным. Рассчитывать на ее собственную инициативу в таком случае не приходится, так краткосрочные выгоды могут быть перекрыты более жестким параметром ФПП и тем самым более низкими ценами в последующем периоде регулирования. Кроме того, стимулирующий эффект такой модели регулирования относительно заметен лишь тогда, когда пересмотр тарифов намечается нескоро; с приближением времени коррекции он снижается до нуля. Иными словами, по мере приближения момента пересмотра расчетных параметров у фирмы возникают основания занижать результаты своей деятельности, чтобы добиться для себя более «щадящего» режима ценообразования.

Величина ФПП во многом зависит от достоверности и объема экономической информации, которой располагают федеральные и местные власти. Если таких данных в отношении конкретной компании и отрасли недостаточно, то оказывается невозможным установить обоснованность понесенных затрат и полученной прибыли. В США эта проблема решается посредством использования метода «критериальной конкуренции». Он применяется там, где различные естественно монополизированные компании обслуживают локальные рынки, что дает возможность использовать показатели деятельности одной фирмы в качестве сравнительного критерия для оценки другой.

Дефляционная модель регулирования при установлении тарифов комплексной «корзины услуг» допускает перекрестное субсидирование, которое может вызвать неэффективное распределение производственных ресурсов, направленное на подавление конкурентов. Все описанные модели имеют много общего и отражают процесс компромиссного торга между компанией и государственным регулятором; за основу в них берется определение минимально допустимого дохода компании, достаточного для ее развития. Их основное различие заключается в том, что в одном случае посредством тарифов контролируется конечная или итоговая норма прибыли, а в другом она фиксируется только на «входе», то есть в процессе регулирования заранее стимулируется минимизация производственных затрат, на основе которых исчисляется прибыль.

В США на практике в настоящее время все чаще используются смешанные методы регулирования, совмещающие одновременный контроль нормы прибыли и тарифов с учетом сравнительных результатов коммерческой деятельности однотипных компаний. Введенные федеральные ограничения тарифов на электроэнергию стали дополняться лимитом на норму прибыли. Если прибыль не выходит за отведенные ей рамки, то она полностью остается у компании. При норме прибыли выше минимально допустимой, но в пределах установленного уровня, фирме принадлежит уже только часть прибыли, например, половина прибыли, полученной сверх 13% и до 15%. При подобной смешанной системе ошибки в определении тарифа в пользу компании оказываются уже не столь важны, как раньше, поскольку оперативно корректируются ограничением нормы прибыли.

Таким образом, параллельно с многочисленными коммерческими энергетическими компаниями и независимыми производителями на региональном уровне в США длительное время действовала мощная и весьма разветвленная система федерального энергетического регулирования, под контролем которой находятся практически все крупные энергетические объекты и сети страны. При этом в равной мере использовались как административные решения, так и рыночные механизмы контроля за распределением энергетической продукции. Указанная система регионального контроля первоначально охватывала в первую очередь электростанции и предприятия по распределению электроэнергии, однако в последние десятилетия ее также стали использовать для регулирования программ и разработок по экономии всех видов энергоносителей. 80-е и 90-е годы в административно-управленческом плане были характерны тем, что американское федеральное правительство предпринимало последовательные усилия для того, чтобы перейти от эпизодических воздействий на отдельные отрасли топливно-энергетического хозяйства к полному координированию вопросов снабжения энергетическими ресурсами на государственном уровне. В процессе этого перехода прилагались последовательные усилия для полной перестройки федерального управленческого механизма и выработки единой государственной стратегии в области обеспечения топливом и энергией при осуществлении четкой координации с деятельностью и задачами частного сектора. Если принять во внимание, что эта проблема решена в национальной экономике, которая составляет четверть от мировой, то этот опыт достоин, по крайней мере, пристального изучения.