

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА РОССИИ: ЭКОНОМИКА И РЕФОРМИРОВАНИЕ¹

В рамках анализа экономического состояния электроэнергетики рассмотрены показатели эффективности работы отрасли, вопросы тарифной политики, состояние основных фондов. Приводится прогноз развития электроэнергетики в 2001-2010 гг. Завершают статью концептуальные предложения по реформированию электроэнергетики.

ОСОБЕННОСТИ РОССИЙСКОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Электроэнергетика – единственная базовая отрасль экономики, без продукции и услуг которой сегодня не могут нормально существовать население и все секторы экономики России. Это отрасль особого рода: электроэнергию никаким другим видом энергии заменить нельзя. Здесь равно важны и сетевая составляющая (собственно являющаяся естественной монополией), и производство электроэнергии. Если государство ослабит контроль за производством электроэнергии и тепла на длительном переходном этапе развития национальной экономики, то это может обернуться для него невосполнимыми потерями.

Основой российской электроэнергетики является Единая электроэнергетическая система (ЕЭС) – пространственная технико-технологическая система, создававшаяся десятилетиями, уникальная по своим параметрам и территории обслуживания. Размещение электростанций, их мощность, направление потоков электроэнергии, пропускная способность линий электропередачи определялись нерыночными принципами. В связи с этим электроэнергетика в наименьшей степени, чем другие отрасли промышленности, могла бы безболезненно адаптироваться к рыночным условиям. Тем не менее она в наибольшей степени, чем другие инфраструктурные отрасли, подверглась рыночному реформированию.

Начавшийся в 1992 г. переход России к рыночной экономике сопровождался реформированием (реструктуризацией) электроэнергетики, созданием акционированных и частично приватизированных электроэнергетических компаний. Было учреждено РАО «ЕЭС России» как компания-холдинг с контрольным пакетом акций у государства, образованы АО-энерго на базе региональных электроэнергетических систем и АО-электростанции. Атомные электростанции вошли в состав государственного предприятия «Росэнергоатом» за исключением Ленинградской АЭС, которая прямо подчиняется Минатому России.

Владение электрическими сетями ЕЭС России, полными или значимыми частями пакетов акций АО-энерго, АО-электростанций и АО «Центральное диспетчерское управление» позволяет РАО «ЕЭС России» контролировать почти 3/4 общей мощности электростанций, около 83% производства и почти 90% распределения электроэнергии в России.

На основе электрических сетей напряжением 220 кВ и выше, принадлежащих РАО «ЕЭС России», создан федеральный оптовый рынок электроэнергии и мощности (ФОРЭМ), который разделен на 7 тарифных зон (Центр, Северо-Запад, Поволжье, Юг, Урал, Сибирь, Дальний Восток) в соответствии со структурой диспетчерского управления. Участниками ФОРЭМ являются АО-энерго, АО-

¹ В подготовке материалов участвовали сотрудники ИНП РАН: И.Н. Борисова, С.А. Воронина, Г.Р. Серебряков, О.А. Филиппова, А.А. Янтовский.

электростанции, все АЭС, а также небольшое число крупных потребителей. На нем реализуется около 30% производимой в стране электроэнергии, остальная ее часть – на региональных рынках, образованных АО-энерго. Государственное регулирование тарифов на электроэнергию и мощности на ФОРЭМ осуществляется Федеральной энергетической комиссией (ФЭК) РФ. На региональных рынках регулирование тарифов проводят районные энергетические комиссии (РЭК) субъектов Федерации.

Таким образом, в электроэнергетике образовалась новая система имущественных прав и рыночных отношений, что существенно трансформировало условия развития и финансово-экономическую деятельность электроэнергетики. Это проявилось в негативном воздействии на экономичность работы и воспроизводственные возможности отрасли. Произошло ослабление рычагов централизованного контроля, которые не были адекватно заменены необходимой и достаточной системой эффективных механизмов экономического управления естественным монополистом. В результате уже через 5 лет после создания РАО «ЕЭС России» возникла необходимость в проведении новой структурной реформы.

АНАЛИЗ ЭКОНОМИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Экономическая эффективность работы. Влияние электроэнергетики на экономическую жизнь страны, несмотря на существенный спад спроса на электроэнергию и тепло в 1999 г. по сравнению с 1990 г.,² в течение всего переходного периода увеличилось. В то же время заметно ухудшились технико-экономические характеристики как отрасли в целом, так и ЕЭС России. Баланс электроэнергии за годы переходного периода претерпел существенную трансформацию (табл. 1).

Таблица 1

Электробаланс России, млрд. кВт·ч

Статья баланса	1990 г.	1996 г.	1997 г.	1998 г.	1999 г.	1999 г./1990 г., %
Собственное производство	1082,2	847,2	834,1	827,1	846,2	78,2
Сальдо импорт-экспорт	-8,3	-19,5	-19,7	-18,0	-14,2	170,3
Внутреннее потребление:	1073,8	827,7	814,4	809,1	831,7	77,5
собственные нужды электростанций	72,2	61,0	60,8	58,8	58,5	81,0
отпуск электроэнергии в сеть	1001,7	766,7	753,7	750,3	773,6	77,2
потери в электрических сетях	84,3	84,5	84,4	93,2	96,8	114,9
Конечное потребление:	917,4	682,2	669,3	657,0	676,8	73,8
промышленность	625,9	424,8	421,4	354,3	371,3	59,3
остальные секторы экономики	291,5	257,4	247,8	302,7	305,4	104,8
в том числе население	77,5	99,3	100,1	101,9	106,5	137,4

Экспорт электроэнергии сократился почти в 2 раза, и только за счет резкого уменьшения обмена электроэнергией с сопредельными странами сальдо внешней торговли стабилизировалось в последние годы на уровне 20 млрд. кВт·ч. Отпуск электроэнергии внутренним потребителям страны снизился примерно на 23%, конечным потребителям – более чем на 25%; потери в электрических сетях увеличились с 8,4 до 12,3% и продолжают расти. Это стало одним из факторов роста затрат в отрасли.

² С 1999 г. объем производства электроэнергии начал расти и составил к уровню 1990 г. 78,2%; в 2000 г. – 81,0; 2001 г. – 83,4% (прогноз). Напротив, отпуск тепла в системе централизованного теплоснабжения продолжает снижаться: в 1999 г. 67,3%; в 2000 г. – 66,3% по сравнению с 1990 г..

В результате на каждые 100 кВт·ч конечного потребления расход электроэнергии в самой электроэнергетике (собственные нужды электростанций и потери в электрических сетях) вырос с 17,1 в 1991 г. до 21,7 кВт·ч в 1997 г. Эта дополнительная нагрузка способствует заметному ценовому давлению на конечных потребителей электроэнергии. Согласно ее стоимостной оценке, в 1997 г. по сравнению с 1991 г. рост среднего тарифа за счет этого фактора составил не менее 0,6 коп/кВт·ч конечного электропотребления.

Основной показатель экономичности – средний удельный расход топлива в целом (на электроэнергию и тепло) – с начала работы электроэнергетики в новых условиях постоянно возрастал. В 1997 г. по сравнению с 1993 г. он вырос до 102,8% и практически достиг уровня 1990 г. Соответственно топливная составляющая затрат в неизменных ценах³ увеличилась за этот период на 11,1%, причем примерно на 26% за счет роста удельного расхода топлива и на 74% – роста цен на топливо для ТЭС.

При этом следует иметь в виду, что в структуре топлива, расходуемого на тепловых электростанциях России, преобладающая доля приходится на газ. Следовательно, наибольшее воздействие на рост среднего тарифа на электроэнергию оказывают цены на газ, несмотря на их относительно более медленный темп роста по сравнению с другими видами топлива.

В 1991-1998 гг. существенно ухудшились экономические показатели работы ТЭЦ. В настоящее время примерно 40% электроэнергии от ТЭЦ вырабатывается по неэкономичному конденсационному режиму (рис. 1).

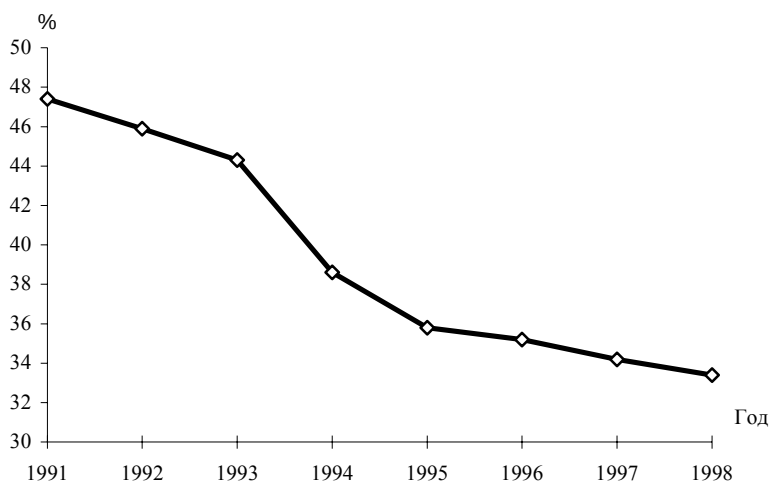


Рис. 1. Коэффициенты использования установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования электростанций по данным РАО «ЕЭС России»

Рост затрат в электроэнергетике и в первую очередь их топливной составляющей привел к снижению конкурентоспособности тепла, отпускаемого теплофикационным оборудованием электростанций, по сравнению с теплом, получаемым от промышленных котельных. Это потребовало изменения с 1 января 1996 г. методики распределения расхода топлива на тепло и электроэнергию при их комбинированном производстве на теплофикационном оборудовании.

Переход к новой методике позволил расчетно уменьшить удельный расход условного топлива на отпущенное тепло. Пересчет по этой методике данных за 1995 г. по-

³ Здесь и далее все стоимостные показатели приведены в деинфляционных рублях.

казал, что он сократился в среднем на 15,3%, в том числе на теплофикационном оборудовании на 17,9%. Однако при этом удельный расход условного топлива на производство электроэнергии возрос в среднем на 10,7%, на теплофикационном оборудовании – на 21,1%.

Проведенное перераспределение расхода топлива на производство тепла и электроэнергии существенно увеличило топливную составляющую в себестоимости производства электроэнергии на ТЭЦ, работающих по комбинированному циклу. Все они входят в состав АО-энерго и являются базовыми поставщиками электроэнергии на региональные розничные рынки. Это означает, что конечные потребители электроэнергии оказались под сильным ценовым давлением со стороны электроэнергетики.

Изменение методики распределения расхода топлива при комбинированном производстве электроэнергии и тепла привело, по оценке за 1997 г., в среднем по электроэнергетике к росту тарифа на электроэнергию на 0,9 коп/кВт·ч, или почти на 4%. В силу всеобщности электроэнергетического рынка это повышение однозначно отразилось на всех конечных потребителях электроэнергии из-за роста топливной составляющей. Одновременно оно способствовало снижению среднего по электроэнергетике тарифа на тепло примерно на 8,6%. Однако реальное проявление этого снижения локально – на рынках тепла в системах централизованного теплоснабжения отдельных городов.

Таким образом, для повышения конкурентоспособности предприятий электроэнергетики на рынке тепла, обеспечивающем около четверти объема реализации продукции отрасли, потребовалось усилить ценовое давление на монопольном рынке электроэнергии, на который поставляется более 70% объема продукции электроэнергетики. Затраты на оплату труда и социальные нужды в электроэнергетике в течение всего рассматриваемого периода росли опережающими темпами по сравнению с производительностью труда. Это происходило, несмотря на сокращение производства энергии. Численность промышленно-производственного персонала, приходящаяся на 1 млн. кВт установленной мощности, возросла за 1991-1997 гг. с 2,6 до 3,8 чел., или на 46% и продолжает расти. Этого нельзя объяснить ни структурными изменениями в отрасли, ни необходимым увеличением численности ремонтного персонала.

Доля затрат на оплату труда и отчислений на социальные нужды (9,8%) превысила долю амортизационных отчислений (8,1%) в суммарных затратах на производство и реализацию продукции электроэнергетики в 1997 г. Если бы удельная численность персонала в электроэнергетике была сохранена в 1997 г. на уровне 1991 г., то это позволило бы уменьшить средний тариф на электроэнергию на 0,2 коп/кВт·ч.

Другой быстрорастущей компонентой являются прочие затраты. Для сопоставления с 1991 г. из данных за 1997 г. были исключены налоги и отчисления во внебюджетные фонды, выплачиваемые из себестоимости. Анализ показал, что для рассматриваемого периода величина прочих затрат увеличилась почти в 68 раз при росте суммарных затрат на производство и реализацию электроэнергии примерно в 50 раз. Обоснованность такого опережения требует веских аргументов. Относительное превышение этой статьи затрат в 1997 г. по сравнению с 1991 г. может быть оценено в росте среднего тарифа не менее чем 2,2 коп/кВт·ч.

Таким образом, суммарно оцененные выше направления удорожания производства и распределения электроэнергии привели к росту среднего тарифа для конечных потребителей в 1997 г. примерно на 20% по сравнению с 1991 г.

В последние годы продолжалось ухудшение экономических показателей отрасли. За 1998-2000 гг. резко сократилось сальдо прибылей и убытков электроэнергетики по сравнению с его положительной динамикой в экономике в целом, в том числе в промышленности, после дефолта 1998 г. (табл. 2.) В электроэнергетике по-

стоянно нарастало превышение кредиторской задолженности над дебиторской. За 3 неполных года разрыв увеличился на 12 проц. п. Это подрывает экономическую обстановку в отрасли, угрожает ряду хозяйствующих энергетических субъектов банкротством. Уровень рентабельности электроэнергетики с 14,1% в 1997 г. снизился до 11,3 в 1999 г. Наблюдаемая динамика дает основание для критического пересмотра аргументов поведения хозяйствующих субъектов в электроэнергетике.

Таблица 2

Сальдо прибылей и убытков в 1998-2000 гг.

Показатель	1998 г.	1999 г.		2000 г.	
		первое полугодие	в целом	январь-октябрь	в целом (оценка)
Всего*					
млрд. руб.	-34,6	475,3	576,9	759,2	-
млрд. долл.	-3,6	16,7	23,5	26,9	-
%	-	71,1	100,0	114,5	-
Промышленность					
млрд. руб.	-4,7	349,5	427,9	535,9	-
млрд. долл.	-0,5	12,3	17,4	19	-
%	-	70,7	100,0	109,2	-
Электроэнергетика					
млрд. руб.	20,7	16,7	26,1	21,5	28,2
млрд. долл.	2,2	0,6	1,1	1,0	1,1
%	200,0	54,5	100,0	90,9	100,0

* Без субъектов малого предпринимательства.

Тарифная политика. Одним из основных показателей, обобщенно характеризующих экономическое состояние отрасли, является уровень тарифа на электроэнергию и тепло. Средний тариф на электроэнергию в стране к концу 1998 г. достиг 23,9 коп/кВт·ч. В сопоставимых ценах⁴ он составил 4,5 коп/кВт·ч, или более чем в 1,4 раза превысил уровень среднего тарифа в декабре 1991 г. За октябрь 1999 г. – ноябрь 2000 г. средний сопоставимый тариф на электроэнергию возрос на 9,8%. Индексы роста цен на продукцию электроэнергетики и тарифа на электроэнергию для крупной промышленности в этот период постоянно превышали индекс роста цен на продукцию промышленности (рис. 2).

Очевидно, что такой рост тарифов на электроэнергию оказывает существенное давление на экономику России. Причина состоит как в росте цен приобретения электроэнергетикой топлива и других материально-технических ресурсов, так и в ухудшении показателей работы самой отрасли.

За этот период индекс роста тарифа на электроэнергию для населения практически постоянно превышал индекс роста потребительских цен (рис. 3). При этом уровень тарифа на электроэнергию для населения по отношению к тарифу для крупной промышленности вырос с 56,4% (ноябрь 1999 г.) до 63,7% (ноябрь 2000 г.), что существенно увеличило нагрузку на бюджеты домохозяйств.

Анализ показал, что пока нет механизмов регулирования цен и тарифов, отвечающих интересам национальной экономики. Так, нет взаимосогласования уровней цен на топливо для электроэнергетики (мазут – остаточный продукт нефтепереработки дороже нефти; природный газ дешевле энергетического угля и т.п.). Это прямо влияет на уровень средних тарифов на тепло и электроэнергию в стране. От-

⁴ Дефлятор – индекс оптовых цен промышленности.

сутствуют и механизмы регулирования обоснованных уровней рентабельности субъектов электроэнергетики – естественных монополистов.

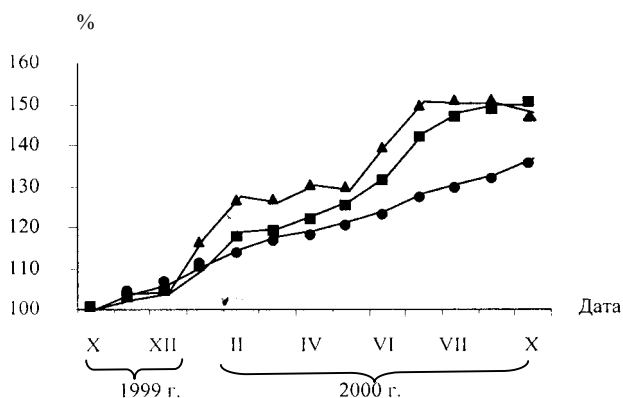


Рис. 2. Динамика цен и тарифа на электроэнергию для крупной промышленности в 1999 и 2000 гг.:
 —●— промышленность; —■— электроэнергетика; —▲— тариф для промышленности

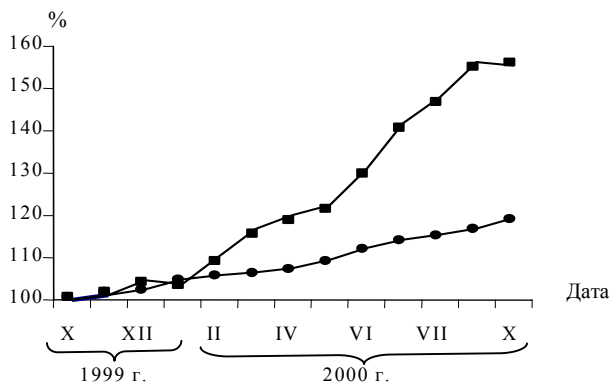


Рис. 3. Динамика потребительских цен и тарифов на электроэнергию для населения в 1999 и 2000 гг.:
 —●— потребительские цены; —■—тариф для населения

Согласно порядку, принятому на ФОРЭМ, прием электроэнергии осуществляется по регламентированным ценам для каждого поставщика, а отпуск покупателю из сетей РАО «ЕЭС России» – по единому тарифу, определяемому отдельно для каждой из 7 энергозон. По такой схеме ФЭК России на оптовом рынке электроэнергии и мощности вместо тарифа на услугу по пропуску электроэнергии по сети устанавливает монополично высокие цены, а доступ дешевой электроэнергии к покупателю блокируется. В результате хозяйствующие энергетические субъекты, имеющие возможность поставлять дополнительные объемы электроэнергии, не заинтересованы в их реализации потребителям, испытывающим в них дефицит.

Не отвечают интересам национальной экономики и установившиеся в регионах различия в средних тарифах для собственных потребителей. ЕЭС России, в границах которой оперирует ФОРЭМ, практически разделена на 3 изолированно работающие части: ОЭС Востока, т. е. энергосистемы Приморья и Приамурья и южный, Нерюн-гринский узел, энергосистемы Республики Саха (Якутия); большая часть ОЭС Си-

бири от Читы до Новосибирска и Барнаула; Европейско-Уральская часть, т. е. районы Северо-Запада, Центра, Волги, Юга, Урала и западная часть ОЭС Сибири. Средний тариф на электроэнергию в 1997 г. составил в Европейско-Уральской зоне 105,6%, в Сибири – 66,4, на Дальнем Востоке – 177,9% по сравнению со средним тарифом по России в целом.

В результате 85% валового регионального продукта (ВРП) производится при тарифах на электроэнергию, значительно больших, чем средний по России. В то же время *дешевая электроэнергия Сибири обеспечивает производство электроемкой продукции, вывозимой из страны*. В этих условиях тарифы на электроэнергию, сформированные по затратному принципу, не компенсируют стране экономических потерь.

Рефреном в течение всех лет перестройки российской экономики стало утверждение о перекрестном субсидировании: население получает электроэнергию по низким тарифам за счет повышенных тарифов для промышленности. В то же время соотношение этих тарифов относительно медленно растет за счет более высоких темпов роста тарифа для населения (см. рис. 3). В декабре 1999 г. тариф для крупных промышленных потребителей достиг 30,71 коп/кВт·ч, превысив тариф для населения в 1,73 раза, а в октябре 2000 г. разрыв сократился до 1,5 раза. Однако при таком тарифе примерно 40-45% всей электроэнергии, потребленной промышленностью России в 1999 г., было затрачено на производство экспортной продукции.

Тариф на электроэнергию для отечественной промышленности, пересчитанный в центы по официальному курсу, в 1999 г. был в 3,4 раза ниже аналогичного показателя для США, а по отношению к другим развитым странам разрыв был еще больше. Относительно низкая величина этого тарифа пока позволяет производить продукцию конкурентоспособную на мировом рынке, а иногда и использовать демпинговые цены. В этих условиях необходим тщательный межотраслевой анализ его влияния на экономичность российской продукции, предназначенной для потребления в стране и идущей на экспорт.

При обсуждении проблемы перекрестного субсидирования за образец «правильных» соотношений тарифов принимаются условия 1990-1991 гг. Однако не учитывается, что производитель электроэнергии рассматривает уровень тарифа для населения с позиций динамики оптовых цен промышленности, тогда как населением он оценивается на основе изменений потребительских цен и своего дохода. Если принять во внимание, что тариф для населения является социально значимым, и оценивать его по динамике индекса потребительских цен, то окажется, что в 1997 г. тариф на электроэнергию для населения (7,5 коп/кВт·ч) заметно превышал тариф в 1991 г. (4,0 коп/кВт·ч). Такая тенденция наблюдается и в последние годы.

Для обоснования необходимости повышения тарифа для населения нередко используется аргумент о его низком уровне по сравнению с аналогичными тарифами за рубежом, в первую очередь в США. Однако более корректно сравнение не тарифов, а покупательной способности среднестатистического дохода по электроэнергии, которое демонстрирует принципиальные различия (табл. 3).

Средний тариф для населения в России с 1997 г. возрастал. В США он сохранялся достаточно стабильным с малой амплитудой колебаний. Среднемесячный душевой доход населения в России в течение декабря 1993 – декабря 1998 г. устойчиво снижался⁵, а в США – возрастал. В результате покупательная способность среднестатистического дохода по электроэнергии в России стремительно падала, а в США – росла. Если в 1993 г. соотношение дохода и тарифа обеспечивало двум странам близ-

⁵ Отметим, что в России в декабре каждого года имеет место заметное превышение среднестатистического дохода над его динамикой за предыдущие месяцы года. Это связано с различными выплатами занятым в национальной экономике по годовым итогам.

кую покупательную способность по электроэнергии (Россия/США – 94,2%), то уже в 1999 г. это соотношение снизилось до 27,5%. Для достижения уровня США покупательной способности среднедушевого дохода по электроэнергии в России в декабре 1999 г. он должен был быть выше в 3,6 раза. Иными словами, при нынешнем уровне душевого дохода в России тариф для населения в 3,6 раза завышен по сравнению с США. Несостоятельность прямого сравнения уровней тарифа несомненна.

Таблица 3

Покупательная способность месячного душевого дохода
по электроэнергии в России и США в 1993-1999 гг.

Год	Средний тариф для домохозяйств*		Покупательная способность, тыс. кВт·ч/чел. мес		Россия/США, %
	Россия**, коп/кВт·ч	США, цент/кВт·ч	Россия**	США	
1993	0,60	8,34	20,12	21,36	94,2
1994	2,68	8,40	14,73	22,04	66,8
1995	8,08	8,41	8,87	23,16	38,3
1996	12,08	8,39	8,28	24,29	34,1
1997	15,66	8,43	8,04	25,28	31,8
1998	21,10	8,26	7,36	26,60	27,7
1999	17,72	8,14	8,79	31,91	27,5

* В текущих ценах.
** Декабрь.

Очевидно, что обоснованную оценку уровня тарифа для населения в России можно получить путем сравнения доли платы за электроэнергию в доходах домашних хозяйств ряда стран. Для этого сначала необходимо пересчитать тарифы для населения России в единую валюту. В табл. 4 приведены расчетные тарифы для России в центах по официальному валютному курсу (ОВК) и паритету покупательной способности (ППС) валют⁶. В отличие от России в рассматриваемых зарубежных странах тарифы для домашних хозяйств в течение 90-х годов изменялись медленно. При этом наблюдался рост душевых доходов населения и потребления электроэнергии в домашних хозяйствах.

Таблица 4

Тарифы на электроэнергию для населения ряда стран
в 1993-2000 гг., цент/кВт·ч

Страна	1993 г.	1995 г.	1996 г.	1998 г.	1999 г.	2000 г.
Россия						
по ОВК	0,47	1,74	2,17	1,05	0,72	1,37
по ППС	4,1	5,2	5,5	7,2	3,6	5,5
ППС, руб./долл.	0,15	1,57	2,21	2,92	4,97	6,91
ОЭСР	10,0	10,8	10,8	10,6	9,5	-
США	8,3	8,4	8,4	8,3	8,1	-
Германия	13,0	14,4	13,4	14,0	н.д.	-
Польша	9,3	13,2	12,9	12,6	13,1	-
Испания	18,8	19,9	19,5	17,9	17,3	-
Турция	17,2	15,5	15,5	16,7	17,9	-

Примечание. Данные: по зарубежным странам из «Energy Prices and Taxes». Quarterly Statistics, 2 Quarter, 2000, IEA, OECD.

⁶ ППС валют исчисляется на основе соотношений внутренних цен. В таблице использован ППС по ВВП – расчет А. Белоусова.

Прямое сравнение тарифов по странам даже с учетом ППС не отражает нагрузки платы за электроэнергию на доходы населения. Согласно статистическим данным, годовой доход на душу населения в России в 1999 г. был равен примерно 18,7 тыс. руб./чел., или 760 долл./чел. при среднегодовом ОВК 24,61 руб./долл., при расчете по ППС – 3762 долл./чел. Для сравнения: душевой доход в США в 1998 г. составил 26,36 тыс. долл./чел. Следовательно, доходы различались более чем в 7 раз, тогда как тарифы на электроэнергию в 1999 г. – всего в 3 раза. Для других стран (Польша, Испания, Турция) имеет место обратное соотношение с Россией: доходы различаются в 1,5-2,0 раза, а тарифы в 2-4 раза.

При среднедушевом потреблении электроэнергии населением в 1999 г., равном 728 кВт·ч, его оплата составляла 26,2 долл. в год (с учетом ППС). При среднем доходе 3762 долл./чел. это равно 0,5%. В США потребление электроэнергии на нужды населения в 1998 г. достигало 4154 кВт·ч/чел. (в 5,7 раза больше, чем в России), или 343 долл./год, т. е. 1,3% душевого дохода. Таким образом, доля в среднедушевом годовом доходе затрат российского населения на оплату электроэнергии в 1999 г. была почти вдвое ниже, чем в США. Однако в 2000 г. произошел резкий рост тарифов на электроэнергию для населения. В конце 2000 г. (октябрь) население оплачивало электроэнергию по 37,85 коп/кВт·ч, или 1,37 цент/кВт·ч (по валютному курсу в октябре 27,8 руб./долл.). С учетом ППС тариф был равен 5,5 цент/кВт·ч. В результате уже в октябре 2000 г. плата за электроэнергию возросла в доходах населения до 1,1%, т. е. вплотную приблизилась к уровню США (при многократно более низком уровне электропотребления). Это значит, что нынешний тариф для российского населения по отношению к его среднедушевому доходу, в 7 раз более низкому, чем в США, сильно завышен.

Экономически обоснованно рассматривать не только прямое, но и косвенное влияние на бюджеты населения уровня тарифов на электро- и теплоэнергию. Как видно из табл. 5, самые высокие цены приобретения энергии имеют место в сфере обслуживания населения.

В то же время существуют группы населения, пользующиеся льготами. Поэтому фактический тариф для всего населения несколько меньше вышеприведенных значений. Однако компенсация «выпадающих» доходов производителей электроэнергии законодательно не предусмотрена ни на федеральном, ни на региональном уровне. По существу, тарифы промышленности и других категорий потребителей электроэнергии являются источниками субсидирования льгот по оплате электроэнергии части населения России⁷.

Главный недостаток тарифной политики в электроэнергетике – ее несоответствие задачам и возможностям роста национальной экономики России. Ранее в Советском Союзе поддержание относительно низких тарифов на электроэнергию и тепло служило инструментом компенсации повышенной энергоемкости производства продукции и услуг. Ликвидация этого ценового демпфера в переходной экономике России стала одной из причин роста цен и накопления неплатежей, в первую очередь в самой электроэнергетике.

Состояние основных фондов. Центральным вопросом, жизненно важным для развития электроэнергетики России, является состояние основных производственных фондов (ОПФ) отрасли. По оценкам, до 2010 г. ускорятся активное физическое и моральное старение ОПФ и выработка предельного эксплуатационного ресурса энергетического оборудования. Это требует заблаговременного наращивания заде-

⁷ В исключительных случаях правительство РФ выделяло разовые целевые субсидии для субъектов РФ на Дальнем Востоке и Европейском Севере для покрытия разрывов между сложившейся себестоимостью производства электроэнергии в соответствующих АО-энерго и фактическими тарифами для потребителей.

лов, так как сроки нового строительства электростанций могут намного превышать 5-7 лет, а их модернизация продолжается от 2 до 5 лет. В то же время ввод в действие новых ОПФ в течение 90-х годов был крайне мал, а освоение капитальных вложений в электроэнергетике быстро сокращалось.

Таблица 5

Балансы электро- и теплоэнергии централизованного теплоснабжения
и их стоимостная оценка, 1998 г.*

Статьи баланса	Электроэнергия			Теплоэнергия		
	млрд. кВт·ч	млрд. руб.	руб/МВт·ч	млн. Гкал	млрд. руб.	руб/Гкал
Производство энергии	827,1	134,4	162,4	1453,8	144,8	99,6
Сальдо экспорта-импорта	18,0	4,2	235,4			
Энергоресурсы для РФ	809,1	192,3	237,7	1453,8	136,4	93,8
Потребление энергетического сектора	249,0	61,1	245,3	190,8	19,0	99,8
На производство и транспорт всех видов энергоресурсов	155,8	38,3	245,9	126,2	12,6	100,0
Потери при распределении	93,2	22,8	244,4	64,6**	6,4**	99,5
Конечное потребление	560,1	131,2	234,3	1263,0	117,4	92,9
Промышленность и строительство	284,4	67,8	238,5	468,6	49,3	105,2
Транспорт	42,1	11,8	279,0	28,1	3,0	106,5
Сельское хозяйство (производство)	38,4	6,7	174,0	47,1	5,3	112,3
Социальные нужды	134,6	23,5	174,8	637,2	50,7	79,5
Коммунальные и общественные нужды	32,7	11,6	354,0	153,4	16,3	106,5
Население	101,9	12,0	117,3	483,8	34,4***	71,0***
Прочие	60,7	21,5	354,0	82,0	8,7	106,5

* Оценка выполнена по данным Госкомстата России.

** По данным Госкомстата России потери тепла составляют 4,4%. Это не соответствует «Концепции РАО «ЕЭС России» технической и организационно-экономической политики в области теплофикации и централизованного теплоснабжения» (М., 1997 г.) признающей 20-процентные потери тепла в системах теплоснабжения РАО «ЕЭС России». В докладе министра энергетики РФ на парламентских слушаниях в Государственной думе Федерального собрания РФ 17 октября 2000 г. потери тепла в муниципальных сетях теплоснабжения оценены до 30%.

*** Без учета субсидий из бюджетов всех уровней.

Нарастание износа ОПФ отрасли происходит достаточно быстро. Скорость старения оборудования в электроэнергетике за годы переходной экономики выше, чем в промышленности и топливных отраслях в целом. Особенно неблагоприятно положение тепловых электростанций (ТЭС) и электрических сетей, где высока доля полностью амортизированных (изношенных) основных фондов.

Незавершенное строительство энергетических объектов, определяющее возможные вводы ОПФ в перспективе, находится в неудовлетворительном состоянии. Наиболее тревожное положение сложилось с ТЭС, на долю которых приходится более половины ОПФ и свыше 3/5 установленной мощности электростанций. Объем незавершенного строительства на них составляет менее 2/3 полностью амортизированных ОПФ и продолжает снижаться. Именно ТЭС являются основой региональных АО-энерго, которые в большей своей части не располагают инвестиционными ресурсами, необходимыми и достаточными даже для компенсации выбытия их ОПФ. В условиях подъема экономики это может стать сильным сдерживающим фактором в ряде районов страны. Объемы незавершенного строительства ТЭС и АЭС, которые имеют федеральный статус, кратно превышают износ ОПФ этих видов генерирующих мощностей. Это связано с отсутствием инвестиционных средств для окончания недостроенных энергетических объектов.

В то же время анализ финансовых вложений в электроэнергетику за 1992-1999 гг. показывает, что динамика и распределение их по направлениям претерпели существенные изменения. По данным Госкомстата России, инвестиции в основной капитал

электроэнергетики до 1997 г. постоянно возрастали. В 1998 г., неблагоприятном для экономики из-за дефолта, они сократились почти вдвое и в 1999 г. в долларовом выражении еще в 2,2 раза (рис. 4). В то же время, инвестиции в основной капитал отраслей экономики и промышленности в 1999 г. в долларовом выражении уменьшились по сравнению с 1998 г. менее чем в 1,6 и 1,4 раза.

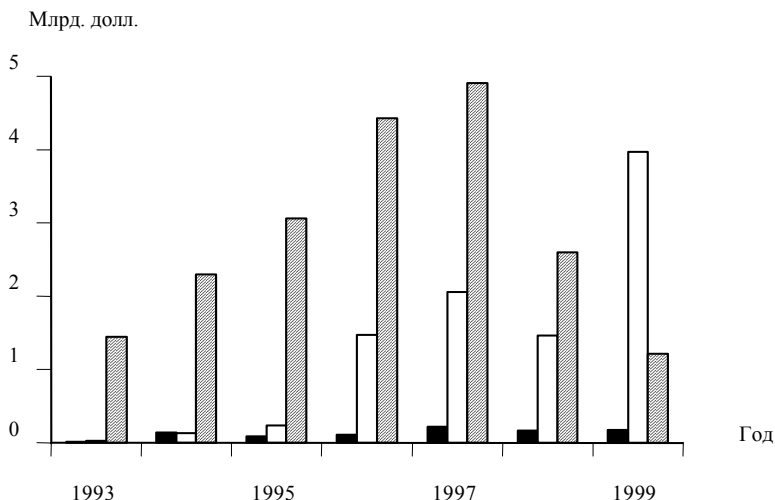


Рис. 4. Динамика финансовых вложений в электроэнергетику:
 ■ краткосрочные; □ долгосрочные; ▨ в основной капитал

Неблагоприятное для электроэнергетики снижение инвестиций в основной капитал отрасли в конце 90-х годов тем не менее сопровождалось наращиванием долгосрочных и краткосрочных финансовых вложений. По данным Госкомстата России, особенно активный их рост в текущих ценах и долларовом выражении произошел в 1999 г.

Наращение отвлекаемой значительной части финансовых средств в операции, не связанные с поддержанием инвестиционной программы электроэнергетики, требует веских обоснований в условиях обостряющегося дефицита капитальных вложений в отрасль.

Амортизационная составляющая затрат в прошлом – один из главных источников средств на воспроизводство ОПФ – в силу ряда непродуманных экономических действий сократилась до объемов, ниже необходимых для реновации объектов электроэнергетики. Отсутствие четко регламентированной системы переоценки ОПФ, быстрое старение оборудования электростанций и сетей, высокая (2-процентная) ставка налога на имущество в настоящее время стимулируют энергокомпании к занижению своих основных производственных фондов. Соответственно снижается величина годовых амортизационных отчислений, которая сегодня явно недостаточна для предотвращения старения оборудования предприятий электроэнергетики.

Восстановление прежней роли амортизационных отчислений в воспроизводственном процессе потребует существенного сокращения других статей затрат и, возможно, некоторых налогов. В противном случае рост амортизационной составляющей затрат при относительно низкой рентабельности электроэнергетики явится импульсом роста тарифов на электроэнергию и тепло.

О КОНЦЕПЦИИ РЕСТРУКТУРИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Современное техническое и экономическое состояние российской электроэнергетики, несомненно, требует разработки путей вывода ее из кризиса. Анализ показывает, что после серии начальных структурных преобразований, создания РАО «ЕЭС России» и ФОРЭМ не удалось перейти к управлению и развитию отрасли на основе экономических и правовых регуляторов. Поэтому для повышения эффективности использования производственного потенциала электроэнергетики и развития рыночных отношений в 1997 г. принято решение о новой структурной реформе.

Ее основные положения были определены в Указе Президента Российской Федерации от 28 апреля 1997 г. В нем предусматривалась реструктуризация отрасли за счет организации ряда новых генерирующих компаний на базе всех ТЭС РАО «ЕЭС России» и создания бесприбыльной организации – оператора оптового рынка для формирования новой системы организации торговли электроэнергией и мощностью. Намечалось продолжить совершенствование ценовой политики и форм государственного регулирования тарифов на электрическую и тепловую энергию с учетом различий в издержках электроснабжения разных групп потребителей и регионов РФ. Акцентировалось внимание на повышении эффективности реализации государственных полномочий и государственного регулирования сферы естественной монополии в электроэнергетике на основе совершенствования нормативной правовой базы, особенно на региональном уровне. В соответствии с этими положениями в Указе предполагалось осуществить структурные и организационные преобразования в электроэнергетике, предусматривавшие системную надежность и экономичность ЕЭС России, которые были достигнуты к началу 90-х годов. Однако работы по реализации положений этого Указа вскоре были приостановлены.

Началом нового этапа подготовки правительственных и авторских документов по структурному реформированию электроэнергетики явился разработанный РАО «ЕЭС России» проект реструктуризации электроэнергетики. В декабре 2000 г. Минэкономразвития РФ совместно с заинтересованными органами исполнительной власти подготовило и представило правительству РФ пакет документов «Об основных направлениях и принципах структурных реформ в электроэнергетике» (далее Основные направления).

Основные положения концепции. Большая часть основополагающих принципов, сформулированных в этом документе, отвечает логике экономической работы в такой сложной отрасли, как электроэнергетика. В то же время ряд базовых положений, по существу определяющих организационный, экономический и технологический облик обновляемой электроэнергетики, аргументирован недостаточно и требует углубленной проработки.

Общая цель реформирования электроэнергетики – снижение затрат, повышение эффективности производства и потребления электроэнергии. Они должны обеспечить энергетическую безопасность страны, предотвратить возможности возникновения энергетического кризиса, способствовать повышению конкурентоспособности российской экономики. В качестве средства для выполнения этих задач предлагается создать и развить в отрасли конкурентный рынок частных производителей электроэнергии. В связи с этим холдинг РАО «ЕЭС России» должен быть разделен на ряд независимых компаний:

- единую национальную сеть (все системообразующие и межсистемные связи на территории страны), функционирующую под управлением РАО «ЕЭС России». Предлагается повысить долю государства в активах этой компании до 75%;

- единую систему оперативно-диспетчерского управления на базе ЦДУ и ОДУ РАО «ЕЭС России»;

– генерирующие компании на базе тепловых электростанций РАО «ЕЭС России» и региональных энергокомпаний с преимущественной долей ТЭЦ. Атомные электростанции (не входят в холдинг) сохраняют свой независимый статус;

– компании, состоящие из ГЭС, выделяются из холдинга РАО «ЕЭС России» после формирования рыночной системы регулирования отрасли;

– региональные распределительные компании на основе реструктурированных АО-энерго;

– возможно создание компаний муниципальных электрических сетей;

– возможно образование в перспективе межрегиональных распределительных компаний;

– возможно создание муниципальных теплоснабжающих компаний за счет объединения тепловых сетей, принадлежащих холдингу РАО «ЕЭС России» с муниципальными тепловыми сетями.

По мере приведения в товарный вид генерирующих компаний, намечаемых к приватизации, предусматриваются эмиссии их акций, а затем и продажа блокирующих пакетов вплоть до полного перехода к частным инвесторам. Параллельно создается коммерческая инфраструктура оптового рынка. Предполагается возможность образования сбытовых компаний, покупающих энергию с целью перепродажи.

В то же время диспетчерское управление режимами в ЕЭС России до сих пор осуществляется на основе физических показателей (относительных приростов условного топлива). Это не отражает действительной стоимости реализуемой электроэнергии, не обеспечивает экономического равноправия участников рынка электроэнергии и мощности. Диспетчерская служба продолжает во многом руководствоваться эксплуатационно-технологическими документами, нормами и критериями, разработанными по методологии и требованиям плановой экономики.

Деятельность финансового оператора оптового рынка должна быть прямо связана с результатами преобразований в диспетчеризации электроэнергетики. Иначе несогласованность функций, критериев и механизмов действий технологического диспетчера и финансового оператора может привести к дальнейшему снижению экономической эффективности ЕЭС России, надежности электроснабжения и живучести в аварийных режимах, к потере ее работоспособности.

Пропускные способности основной электрической сети ЕЭС России существенно ограничены. Организация конкурентного рынка со свободным доступом производителей электроэнергии к электрической сети потребует значительного объема строительства для устранения узких мест в системе передачи электроэнергии. В условиях свободной конкуренции это приведет к увеличению стоимости электроэнергии для конечных потребителей за счет оплаты возникающих ограничений.

В рассматриваемой концепции реструктуризации не содержится необходимых и достаточных условий перехода к свободной конкуренции производителей электроэнергии на оптовом рынке. По нашему мнению, обоснование предлагаемого коренного преобразования отрасли должно:

– основываться на полномасштабной разработке и сопоставлении альтернативных вариантов, отвечающих общим целям реформирования электроэнергетики;

– содержать обоснованные доказательства положительных изменений в надежности электро- и теплоснабжения и повышении экономической эффективности электроэнергетики;

– опираться на результаты обоснованных оценок по широкому кругу вопросов, которые могут влиять на выбор варианта реформирования электроэнергетики.

Эффект совместной работы различных энергетических объектов в рамках ЕЭС России является результатом упорядоченных действий входящих в нее хо-

зяйствующих субъектов. В условиях образования многих собственников обязательства по обеспечению надежности и живучести должны быть распределены между ними как непереносимое требование работы в составе ЕЭС России. Соответственно должна быть разработана система оплаты за выполнение этих обязательств и финансовых компенсаций при их нарушениях. В первую очередь это относится к обязательствам по обеспечению необходимого оперативного резерва мощности; регулированию частоты и напряжения; координации систем защит и противоаварийного управления. Введение такой взаимосогласованной системы нормативных обязательств явится первым шагом в создании конкурентного рынка.

Экономическое состояние участников холдинга РАО «ЕЭС России». В Основных направлениях рассмотрен только один вариант реформирования электроэнергетики, согласованный с Минэкономразвития РФ. Другие, альтернативные предложения отсутствуют. Можно предположить, что приверженность РАО «ЕЭС России» такому безальтернативному варианту реструктуризации электроэнергетики является частично отражением экономической ситуации, сложившейся в холдинге.

Анализ экономической деятельности холдинга РАО «ЕЭС России» за 1998-1999 гг. выявляет в нем две сложившиеся группы участников, имеющих противоположные результаты (табл. 6 и рис. 5). Головное общество РАО «ЕЭС России» (далее – головное общество) имело прибыль, вырученную от реализации продукции, существенно превышающую ее себестоимость. В результате рентабельность, исчисленная как отношение прибыли к себестоимости, достигла 177,1% в 1998 г. и 132,8% в 1999 г. и была одной из самых высоких в экономике России.

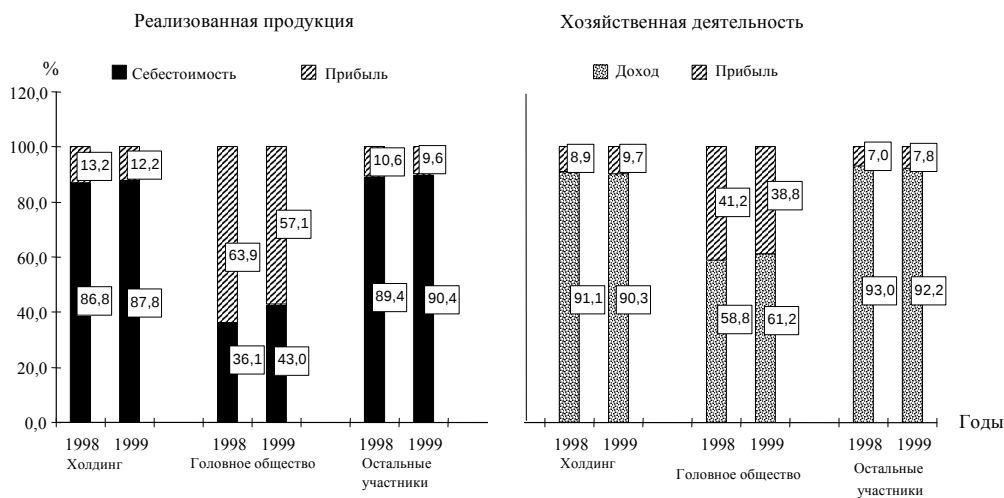


Рис. 5. Структура доходов РАО «ЕЭС России»

Напротив, остальные участники холдинга имели стагнирующие показатели экономической работы: себестоимость росла, прибыль падала, рентабельность сокращалась (с 11,8% в 1998 г. до 10,7% в 1999 г.). Аналогичны результаты всей финансовой деятельности.

Таблица 6

Показатели деятельности РАО «ЕЭС России» в 1998 и 1999 гг.

Показатель	1998 г.						1999 г.					
	Холдинг		В том числе:				Холдинг		В том числе:			
			головное общество		остальные участники				головное общество		остальные участники	
	млрд. руб.	%	млрд. руб.	%	млрд. руб.	%	млрд. руб.	%	млрд. руб.	%	млрд. руб.	%
Реализованная продукция												
Выручка	221,1	100,0	10,8	100,0	210,3	100,0	247,5	100,0	13,3	100,0	234,2	100,0
Себестоимость	192,0	86,8	3,9	36,1	188,1	89,4	217,3	87,8	5,7	43,0	211,6	90,4
Прибыль	29,1	13,2	6,9	63,9	22,2	10,6	30,2	12,2	7,6	57,1	22,6	9,6
Рентабельность, %	15,2		177,1		11,8		13,9		132,8		10,7	
Хозяйственная деятельность												
Доходы	240,4	100,0	12,8	100,0	227,6	100,0	284,6	100,0	17,0	100,0	267,6	100,0
Затраты	219,1	91,1	7,6	58,8	211,5	93,0	257,1	90,3	10,4	61,2	246,7	92,2
Прибыль	21,3	8,9	5,2	41,2	16,1	7,0	27,5	9,7	6,6	38,8	20,9	7,8
Рентабельность, %	9,7		70,1		7,6		10,7		63,4		8,5	

Примечание: по данным РАО «ЕЭС России» об отгруженной продукции, не проверенным аудитором.

В выручке холдинга РАО «ЕЭС России» доля головного общества составляет всего около 5%, тогда как в прибыли – 18,1-25,2% (табл. 7). Кредиторская задолженность головного общества вдвое ниже дебиторской, поэтому оно глубоко заинтересовано в получении долгов с потребителей. У остальных участников, наоборот, устойчиво нарастает превышение кредиторской задолженности над дебиторской. Только за год оно выросло на 6 проц. п. Это опасная тенденция, ведущая ряд участников холдинга к банкротству.

Таблица 7

Доля головного общества в показателях холдинга
РАО «ЕЭС России», принятых за 100%

Показатель	Продукция			
	отгруженная		оплаченная	
	1998 г.	1999 г.	1998 г.	1999 г.
Выручка	4,9	5,4	3,7	5,0
Себестоимость	2,0	2,6	1,6	2,6
Прибыль	23,7	25,2	18,1	21,0

Таким образом, по предложенной схеме реформирования от холдинга РАО «ЕЭС России» отсекаются экономически малоэффективные звенья электроэнергетики. Им предлагается самостоятельно решать задачу экономического выживания.

Следует иметь в виду, что разделение холдинга РАО «ЕЭС России» на части одновременно приводит к ликвидации организации, осуществляющей контроль за большей частью электроэнергетики и управление ею. В этой связи должны быть оценены все риски возможных последствий такого шага.

Оценка экономической эффективности регулируемого и конкурентного рынков.

Оценка экономических преимуществ конкурентного рынка – принципиально важный аргумент обоснования необходимости реструктуризации электроэнергетики. Для потребителей электроэнергии принципиальным показателем является уровень тарифа на отпускаемую электроэнергию. Именно с этой позиции и следует сопоставлять регулируемый и конкурентный рынки. В Основных направлениях с этой целью выполнены расчеты влияния конкуренции на отпускную цену электроэнергии. Они показывают, что по сравнению со средней ценой 1,2 цент/кВт·ч в 2000 г. отпускная цена к 2005 г. должна возрасти до 2,5 цент/кВт·ч на регулируемом и 2,7 цент/кВт·ч на конкурентном рынках. Таким образом, регулируемый рынок оказывается экономически более предпочтительным в течение ближайшего пятилетия. Однако учитывая фактор неопределенности в перспективных расчетах такого рода, можно считать, что эти уровни цен близки.

Следовательно, экономические преимущества предлагаемой схемы создания конкурентного рынка быстро не проявятся. Вместе с тем намечаемые организационные перестроения могут привести к временной потере управляемости отдельными частями электроэнергетики и, несомненно, потребуют определенных дополнительных затрат, объем которых не оценен.

Не оценены также риски предлагаемых структурных перестроек топливоснабжения тепловых электростанций и перевод части их с газа на уголь. В результате могут возникнуть проблемы с устойчивым электроснабжением экономики. Однако защитные меры не предложены.

В пятилетии 2006-2010 гг. ожидается, что на регулируемом рынке потребуются увеличить отпускную цену электроэнергии до 3,5 цент/кВт·ч. Напротив, на конкурентном рынке в силу проявляющихся преимуществ цена электроэнергии возрастет.

тет незначительно, до 2,8-3,0 цент/кВт·ч. Но, во-первых, одновременно возрастет и неопределенность расчетов, что сближает полученные значения цены; во-вторых, выполненная оценка значимости для экономики России разрыва ожидаемой цены электроэнергии на регулируемом и конкурентном рынках не должна превышать 0,5-0,7 цент/кВт·ч, или разниться максимум в 1,25 раза.

Для оценки адаптационных возможностей национальной экономики в качестве аналога можно использовать оценку роста среднего тарифа для потребителей электроэнергии за год – с ноября 1999 г. по октябрь 2000 г. Он возрос более чем на 0,3 цент/кВт·ч, или в 1,32 раза. Тем не менее выпуск продукции и услуг базовых отраслей экономики увеличился в сопоставимом виде примерно в 1,14 раза. Следовательно, экономика за счет своих внутренних перестроений оказалась малочувствительной к такому росту средней цены электроэнергии. Он сопоставим с ожидаемым разрывом в ценах на электроэнергию на рассматриваемых рынках.

Представляется, что вопрос о экономических преимуществах конкурентного рынка электроэнергии изучен недостаточно. Необходимо определить экономические риски при возможных отклонениях в негативную сторону величин показателей и характеристик, используемых в расчетах.

Проблемы участия ТЭЦ и централизованного теплоснабжения на конкурентном рынке. В Основных направлениях совершенно не рассмотрены вопросы теплофикации и теплоснабжения. Между тем тепловые электростанции отпускают 45% тепла, поставляемого потребителям системами централизованного теплоснабжения. От создания условий для экономичной работы ТЭЦ во многом зависят возможности и условия реформирования электроэнергетики. Однако ТЭЦ сегодня малоэкономичны в связи с сокращением спроса на дорогую теплоэнергию и выработкой значительных объемов электроэнергии по неэффективному конденсационному режиму.

Единственный тезис по вопросу о экономичности ТЭЦ в Основных направлениях состоит в рекомендации генерирующим компаниям с преимущественной долей ТЭЦ ориентировать работу на рынке электроэнергии в режиме, связанном с отпуском тепла. В российских условиях при большой отопительной нагрузке в зимнее время использование мощностей ТЭЦ для выработки только электроэнергии приводит к большому перерасходу топлива. Фактор сезонной, а в дальнейшем и недельной неравномерности потребления тепла должен быть обязательно включен в систему планирования электроснабжения на региональном уровне. Это означает, что около 110 млрд. кВт·ч в год, или 12-13% всей выработки электроэнергии в стране (что примерно равно годовой выработке электроэнергии всеми АЭС) должно быть прекращено или перенесено с ТЭЦ на другие генерирующие источники. Для этого необходимо изыскать 20-25 млн. кВт свободных мощностей на тепловых конденсационных электростанциях (поскольку на АЭС и ГЭС таких возможностей нет), кроме того, иметь мощности для обеспечения полномасштабных резервов и удовлетворения растущего спроса на электроэнергию. Таких обоснованных предложений в Основных положениях нет.

Проблема надежного и экономичного обеспечения теплом населения и экономики России, самой холодной страны мира, очень остра. На производство теплоэнергии сегодня расходуется около 45% всех первичных энергоресурсов, используемых в стране. Теплоснабжение было и остается совершенно нескоординированным сегментом энергетического комплекса страны.

Неэффективность теплофикации и централизованного теплоснабжения в первую очередь связана с колоссальными потерями тепла: 20% в тепловых сетях РАО «ЕЭС России» и до 30% в муниципальных сетях централизованного теплоснабжения. На основании этих данных и материалов Госкомстата России, сверхнормативные

потери могут быть оценены 25-26% отпуска тепла в системах централизованного теплоснабжения. В стоимостном выражении для условий 2000 г. они примерно равны 52,3 млрд. руб. (с НДС), или 2,2 млрд. долл. без учета дотаций из местных бюджетов. Для сравнения: накопленная задолженность консолидированного бюджета страны по оплате теплоэнергии в ноябре 2000 г. составляла около 18 млрд. руб., или 650 млн. долл. В результате, переплата потребителей за непоставленное им тепло почти в 2,9 раза выше, чем эта задолженность.

Отсутствие материалов о условиях работы ТЭЦ и централизованного теплоснабжения является крупным недостатком рассматриваемой концепции реструктуризации электроэнергетики. Упущения эти чреваты очень серьезными негативными последствиями. Без серьезной проработки этих вопросов нельзя перестраивать работу региональных АО-энерго, где сконцентрированы все ТЭЦ.

ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ И ОЦЕНКА УСЛОВИЙ ИНВЕСТИЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ДО 2010 г.

Прогноз развития электроэнергетики в 2001-2010 гг. Реструктуризация должна опираться на объективный прогноз перспектив развития российской электроэнергетики и возможного влияния на экономику страны роста среднего отпускного тарифа на электроэнергию. Такого анализа нет в концепции реструктуризации, подготовленной Минэкономразвития РФ.

В настоящее время имеется ряд прогнозов развития электроэнергетики, разработанных на период 2010-2020 гг. Они базируются на оценках возможного перспективного социально-экономического развития России, выполненных разными организациями.

В статье использованы последние разработки сценарных прогнозов экономического развития России, выполненные в Институте народнохозяйственного прогнозирования РАН. Для определения возможных уровней потребления в стране электроэнергии, тепла и топлива выделены два «крайних» экономических сценария (табл. 8). Они в определенной мере являются границами возможного конуса оценок социально-экономического роста страны.

Инерционный сценарий (А) предполагает сохранение пониженных темпов экономического развития, исходит из экстраполяции существующих макроэкономических тенденций. Принимаемые по их изменению меры имеют ограниченный эффект. Следование инерционному развитию приведет в ближайшем будущем к наступлению фазы, когда начнут проявляться последствия длительного недоинвестирования экономики. В этих условиях следует ожидать деградации ресурсной базы, качественного ухудшения производственно-технологического потенциала. Если не преодолеть угрозы такого пути развития, то российская экономика не выйдет на режим устойчивого динамичного роста и столкнется с обострением системного кризиса за пределами рассматриваемого периода. К 2010 г. в России сложится модель экономики периферийного типа. Инерционный сценарий малопривлекателен, но характеризует реальные последствия, связанные с экономическим застоем.

Сценарий высоких темпов экономического развития (Б) предусматривает переход к устойчивому росту российской экономики, качественное изменение модели экономического развития уже в начале текущего десятилетия. Первостепенное внимание уделено в нем следующим направлениям: повышению уровня и качества жизни основной массы населения; поддержанию и развитию социальной инфраструктуры, обеспечивающей воспроизводство человеческого капитала; активизации инвестиций для качественной модернизации производственно-технологического аппарата и поддержания сырьевой базы экономики; сохранению

и развитию инновационного потенциала за счет увеличения расходов на научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы; обеспечению оборонной безопасности страны; обеспечению внешней платежеспособности.

Реализация основных направлений стратегии «высоких темпов роста» и выход на траекторию динамичного развития потребуют существенных изменений основных макроэкономических пропорций. Это предполагает: ориентацию производства на внутренний спрос и сокращение импорта; разблокирование источников роста внутреннего спроса, прежде всего за счет увеличения доходов и накоплений реального сектора; обеспечение опережающего по сравнению с конечным потреблением роста валовых сбережений и инвестиций; изменение структуры товарного производства в пользу обрабатывающей промышленности.

Таблица 8

Показатели сценариев социально-экономического развития России, использованных при построении прогнозов развития энергетики

Показатель	Сценарий А	Сценарий Б
Среднегодовые темпы роста ВВП, %		
2001-2005 гг.	3,7 (3,0-4,0)*	6,2 (6,0-6,5)
2005-2010 гг.	1,7 (1,5-2,0)	5,1 (4,8-5,3)
Изменение структуры производства ВВП		
Снижение энергоемкости ВВП к концу периода, %	замедленное на 13-15	ускоренное на 40-45

* В скобках даны диапазоны изменения среднегодового темпа роста ВВП за период.

Оживление национальной экономики находит свое отражение в темпах и пропорциях роста энергопотребления, на уровень которого будет оказывать заметное влияние прогресс в энергосбережении⁸. При экономическом росте до 2010 г. в 1,3 раза (сценарий А) и в 1,73 раза (сценарий Б) ожидается, что суммарное потребление конечной энергии в России возрастет всего в 1,15-1,35 раза по сравнению с 2000 г. (табл. 9).

В итоге внутреннее потребление первичных энергоресурсов в России с учетом расходов топлива и энергии на производство электроэнергии и тепла может составить:

	1997 г.	2000 г.	2005 г.	2010 г.
<i>Сценарий А</i>				
млн. тнэ	595	620	685	715
%	96,0	100,0	110,5	115,3
<i>Сценарий Б</i>				
млн. тнэ	595	620	767	865
%	96,0	100,0	123,7	139,5

Для рассматриваемой перспективы характерны две расходящиеся тенденции развития национальной экономики и энергетического комплекса: рост произведенного ВВП в расчете на душу населения и снижение энергоемкости и электроемкости ВВП, исчисленные по внутреннему потреблению. Ожидается, что душевое потребление энергии и электроэнергии к 2010 г. возрастет в 1,3 и 1,5 раза (сценарий А) и в 1,3 и 1,6 раза (сценарий Б). Суммарный объем энергосбережения к 2010 г. оценивается по сценариям А и Б соответственно 70 и 260 млн. тнэ.

Таблица 9

⁸ В стране существует значительный экономический потенциал энергосбережения, оцениваемый, по разным источникам, от 300 до 450 млн. тнэ.

Прогноз конечного потребления энергии в России до 2010 г.

Вид конечной энергии	1997 г.	2000 г.	2005 г.	2010 г.	Индекс роста 2010/1997 гг.
<i>Сценарий А</i>					
Топливо, млн. тнэ	195,9	199	221	231	1,18
Электроэнергия, ТВт·ч	581,9	610	617	697	1,20
Теплоэнергия (централизованные источники), млн. Гкал	1470	1475	1520	1560	1,06
Сырьевые нужды, млн. тнэ	28	43	50	55	1,96
Всего конечное потребление, млн. тнэ	410,5	434	480	500	1,22
<i>Сценарий Б</i>					
Топливо, млн. тнэ	195,9	206	250	285	1,45
Электроэнергия, ТВт·ч	581,9	634	786	900	1,55
Теплоэнергия (централизованные источники), млн. Гкал	1470	1475	1650	1770	1,20
Сырьевые нужды, млн. тнэ	28	45	55	60	2,14
Всего конечное потребление, млн. тнэ	410,5	447	537	605	1,47

Электроэнергетика остается стержнем технического и экономического прогресса. От масштабов обеспечения электроэнергией, экономичности ее производства и использования во многом будет зависеть состояние российской экономики. Ожидается, что производство электроэнергии в России с учетом потерь и затрат на собственные нужды достигнет следующих объемов:

	<i>Сценарий А</i>		<i>Сценарий Б</i>	
	млрд. кВт·ч	%	млрд. кВт·ч	%
1997 г.	837	100,0	837	100,0
2000 г.	870	103,9	870	103,9
2005 г.	990	118,3	1110	132,6
2010 г.	1010	120,7	1280	152,9

Предполагается, что доля тепловых электростанций в производстве электроэнергии в перспективе до 2010 г. несколько возрастет. Намечается рост выработки электроэнергии на ГЭС и АЭС в абсолютном выражении при некотором сокращении их доли в электробалансе (табл. 10). Только к концу первой четверти XXI в. станут заметными сдвиги в развитии этих источников электроэнергии, особенно атомной энергетики.

Таблица 10

Прогноз производства электроэнергии по видам электростанций, млрд. кВт·ч

Электростанция	1997 г.	2000 г.	2005 г.	2010 г.	Индекс 2010/1997 гг.
<i>Сценарий А</i>					
ТЭС	516	537	650	652	1,26
ГЭС	168	165	175	180	1,07
АЭС	109	131	115	123	1,13
Прочие	44	43	50	55	1,41
Всего	837	876	990	1010	1,21
<i>Сценарий Б</i>					
ТЭС	516	537	760	898	1,74
ГЭС	168	165	180	185	1,10
АЭС	109	131	120	135	1,24
Прочие	44	43	50	62	1,25
Всего	837	876	1110	1280	1,53

Для обеспечения необходимой выработки электроэнергии суммарная мощность электростанций по сравнению с 1997 г. должна возрасти с 215 млн. кВт в 1997 г. по сценариям А и Б соответственно до 217-224 млн. кВт в 2005 г. и до 224-247 млн. кВт в 2010 г. В этот период выйдут из эксплуатации около 35 млн. кВт ТЭС и 6 млн. кВт АЭС. Вместо них должны быть введены новые мощности: на ТЭС около 40-60 млн. кВт; на АЭС – 7-8 млн. кВт (табл. 11). Дальнейшее развитие ЕЭС страны потребует строительства 150-165 тыс. км новых линий электропередач (напряжением 35 кВ и более) для замены устаревших ЛЭП и обеспечения новых электрических связей.

Таблица 11

Ввод новых мощностей в электроэнергетике, млн. кВт

Электростанция	2001-2005 гг.	2006-2010 гг.
<i>Сценарий А</i>		
ТЭС	13	25
АЭС	2	5
ГЭС	0,2	2,5
Прочие	2	5
ЛЭП, тыс. км	80	85
<i>Сценарий Б</i>		
ТЭС	20	40
АЭС	2	6
ГЭС	0,2	2,5
Прочие	2	5
ЛЭП, тыс. км	83	85

В результате нового строительства возрастная структура генерирующих мощностей должна значительно улучшиться. Ожидается, что доля относительно новых мощностей ТЭС (возраст до 13 лет) увеличится с 17% в 2000 г. до 54-58% к 2010 г., а доля старых, изношенных мощностей (возраст более 23 лет) сократится до 30-35% по сравнению с 53% в настоящее время.

Рассмотренные выше прогнозы производства электроэнергии в России до 2010 г. в сопоставлении с оценками других организаций (табл. 12) показывают, что с реализацией только сценария высоких темпов экономического роста может восстановиться роль России в электроэнергетике мира. Это соответствует одной из важнейших мировых энергетических тенденций – возрастанию роли электроэнергии в энергетическом балансе.

Таблица 12

Сопоставление прогнозов производства электроэнергии в России, млрд. кВт·ч

Источник	1997 г.	2005 г.	2010 г.	Среднегодовой темп роста (1997-2010 гг.), %
ИНП РАН	837	990...1110	1010...1280	1,35...3,08
ЭСР-2020	837	970...1020	1055...1180	1,67...2,48
РАО «ЕЭС России»	837	863 ... 970	953...1131	0,93...2,17
ЭНИН им. Г.М. Кржижановского	837	890 ... 970	1010...1210	1,35...2,67
IEA, OECD				
Мир в целом	13949	...	19989	2,6
Россия	833	...	1027	1,5

Во всех сценариях, как видно из табл. 12, нижние оценки производства электроэнергии относительно близки. Напротив, верхние оценки, кроме прогнозов ИНП РАН

и ЭНИН им. Г.М. Кржижановского, характеризуются среднегодовыми темпами роста, меньшими, чем в целом в мире. Позиция ИНП РАН основана на уверенности, что в России имеются возможности обеспечения ускоренного экономического роста.

Оценка инвестиционного спроса и условий его обеспечения. Сегодня нет устойчивых представлений об объемах инвестиций, требующихся для перевооружения и развития электроэнергетики России в рассматриваемой перспективе. Имеющиеся оценки необходимых инвестиций на предстоящие 10 и 20 лет заметно различаются по объемам. В любом случае они характеризуются настолько значимыми величинами, что финансирование их выходит за рамки возможностей традиционных финансовых источников. Вследствие крайне недостаточного в последние 15-20 лет инвестирования в основной капитал всех отраслей реального сектора национальной экономики спрос на финансовые ресурсы для реального сектора определяется прежде всего физическим, а не моральным износом ОПФ, их массовым выбытием. Оценки ИНП РАН для 1995 г. показали, что нет ни одной отрасли промышленности, которая обеспечила бы себя минимально необходимыми капитальными вложениями даже для простого воспроизводства. За 1996-2000 гг. их положение усугубилось. В этих условиях суммарный спрос на инвестиции в основной капитал национальной экономики на период 2001-2010 гг. может быть оценен не менее чем 1,0-1,7 трлн. долл.

Для обеспечения устойчивого развития электроэнергетики в 2001-2010 гг. в соответствии с оценками ИНП РАН, необходимы 60-80 млрд. долл. капиталовложений. Эти объемы капиталовложений могут быть уменьшены на 14,1% к 2005 г. и на 16,8% к 2010 г., если принять интенсивную программу продления сроков службы существующих мощностей. В результате, среднегодовые инвестиции для обеспечения нормального функционирования и развития электроэнергетики не должны превысить в инерционном сценарии примерно 3,8 млрд. долл. в 2001-2005 гг. и 6,8 млрд. долл. в 2006-2010 гг., или соответственно 19,1 и 33,9 млрд. долл. за период. В сценарии высоких темпов роста аналогичные значения – 4,7 и 8,7 млрд. долл. в год, или в целом 23,6 и 43,4 млрд. долл. за период. Ожидаемые значения спроса на капиталовложения в электроэнергетику страны до 2010 г., составят (млрд. долл.):

	ТЭС	АЭС	ГРЭС	ЛЭП	Прочие	Всего	Всего с учетом продления сроков	В среднем за год при продле- нии сроков
<i>Сценарий А</i>								
2001-2005 гг.	9,7	2,6	0,3	8,3	1,3	22,2	19,1	3,8
2006-2010 гг.	18,8	6,5	3,8	8,4	3,2	40,7	33,9	6,8
<i>Сценарий Б</i>								
2001-2005 гг.	15,0	2,6	0,3	8,3	1,3	27,5	23,6	4,7
2006-2010 гг.	29,9	7,8	3,8	8,4	3,3	53,2	43,4	8,7

Согласно предложениям Минэкономразвития РФ и РАО «ЕЭС России», основным источником финансирования инвестиций, необходимых для электроэнергетики, должны стать вложения частных инвесторов (отечественных и зарубежных). При этом подчеркивается однозначность и неизбежность такого решения.

Как следствие ожидаемого высокого спроса на заемный капитал его цена резко возрастет, что отразится в процентных ставках. Для объектов электроэнергетики с большими технологическими сроками технического перевооружения и сооружения новых объектов он станет относительно малодоступным. Это означает проигрыш электроэнергетики на рынке частных заимствований. В таких условиях расчет на крупных частных инвесторов, способных обеспечить указанные выше объемы инвестиций в период до 2010 г., малообоснован. При реформировании отрасли невы-

сока вероятность поступления значительных средств за счет продажи акций и выпуска ценных бумаг.

Следовательно, основными источниками вложения инвестиций в электроэнергетику могут стать только собственные средства предприятий. Они формируются за счет собственных накоплений отрасли: *амортизационного фонда и реинвестируемой части чистой прибыли*. В перспективных расчетах их величины являются базой для оценки уровней необходимых средних тарифов на электроэнергию, способных гарантировать полное выполнение инвестиционной программы в период до 2010 г.

В расчетах предполагается, что 85% прибыли направляется на инвестиции в основной капитал; остальные – расходуются на другие цели, включая выплату дивидендов. Реинвестируемая прибыль облагается 15-процентным налогом, остальная прибыль – 30-процентным. Эти условия позволяют определить величину необходимого среднего тарифа и рентабельность производства электроэнергии.

По отчетным данным средний тариф на электроэнергию в 1999 г. составил 1,02 цент/кВт·ч при рентабельности 11,3%. Это отвечает средней себестоимости отпущенной электроэнергии в размере 0,85 цент/кВт·ч (по официальному валютному курсу 28 руб./долл., принятому неизменным для всех нижеследующих расчетов), отличающемуся от ППС по ВВП в 2000 г. в 4 раза.

В перспективе ожидается значительное увеличение цен на топливо, что сильно скажется на росте себестоимости производства и тарифов на электроэнергию. В расчетах использована гипотеза РАО «ЕЭС России» о увеличении цен на топливо в период до 2010 г., руб./тут:

	1999 г.	2005 г.	2010 г.
Природный газ	340	1088	2110
Уголь	530	990	1300
Мазут	925	1290	2155

Намечаемые изменения структуры топливоснабжения электростанций и цен на топливо позволяют оценить увеличение топливной составляющей в себестоимости электроэнергии к 2005 г. в 2,37 и к 2010 г. в 3,7 раза по сравнению с 1999 г. Этот показатель служит базой для оценки величины себестоимости в рассматриваемой перспективе.

В настоящее время объемы амортизационных отчислений существенно ниже необходимых для простого воспроизводства. Поэтому в период до 2010 г. амортизационные отчисления должны быть увеличены в несколько раз за счет переоценки основных фондов. По данным Минэкономразвития РФ, для действующих энергетических объектов коэффициент переоценки условно можно определить большим в 3,5 раза к 2005 г. и в 6 раз к 2010 г. по сравнению с 2000 г. Соответственно удельные значения амортизационных отчислений увеличиваются примерно в 2,5 и 4,5 раза.

На этой основе для оценки условий необходимого инвестиционного обеспечения варьировался возможный рост амортизационных отчислений во взаимосвязи с изменением рентабельности электроэнергетики. В каждом из рассмотренных вариантов уровни средних тарифов корреспондируют среднегодовому спросу на инвестиции, полностью обеспечиваемому за счет амортизационного фонда и реинвестируемой части прибыли.

При оценке ожидаемых в перспективе тарифов на электроэнергию рассмотрены два варианта (табл. 13).

Базовый вариант исходит из сохранения относительной величины потерь электроэнергии в электрических сетях в течение всего периода на неизменном уровне (около 12,7% в 1999 г.). Удельные амортизационные отчисления также приняты неизменными, так как предполагается, что переоценки фондов проводиться не будет.

Приближенная оценка условий обеспечения
инвестиционных нужд электроэнергетики в 2001-2010 гг.

Показатели по вариантам	2001-2005 гг.	2006-2010 гг.
<i>Сценарий А:</i>		
<i>Базовый вариант:</i>		
Средний тариф, цент/кВт·ч	2,15	3,5
Рентабельность, %	31	31
Коэффициент увеличения удельных амортизационных отчислений	1	1
<i>Вариант интенсивных мероприятий:</i>		
Средний тариф, цент/кВт·ч	2,2	3,6
Рентабельность, %	18	13
Коэффициент увеличения удельных амортизационных отчислений	2,5*	4,5*
Средний тариф, цент/кВт·ч	2,3	3,6
Рентабельность, %	15	15
Коэффициент увеличения удельных амортизационных отчислений	2,9	4,0
Средний тариф, цент/кВт·ч	2,2	3,5
Рентабельность, %	20	20
Коэффициент увеличения удельных амортизационных отчислений	2,2	3,0
<i>Сценарий Б:</i>		
<i>Базовый вариант:</i>		
Средний тариф, цент/кВт·ч	2,2	3,6
Рентабельность, %	36	36
Коэффициент увеличения удельных амортизационных отчислений	1	1
<i>Вариант интенсивных мероприятий:</i>		
Средний тариф, цент/кВт·ч	2,3	3,7
Рентабельность, %	22	17
Коэффициент увеличения удельных амортизационных отчислений	2,5*	4,5*
Средний тариф, цент/кВт·ч	2,4	3,7
Рентабельность, %	15	15
Коэффициент увеличения удельных амортизационных отчислений	3,5	4,8
Средний тариф, цент/кВт·ч	2,3	3,6
Рентабельность, %	20	20
Коэффициент увеличения удельных амортизационных отчислений	2,7	3,6
* Предложение Минэкономразвития РФ.		

Вариант интенсивных мероприятий предусматривает снижение потерь в сетях к 2010 г. до уровня начала 90-х годов, экономию по другим статьям себестоимости и различные варианты переоценки основных фондов. При этом удельные амортизационные отчисления будут изменяться. Соответственно изменится объем реинвестируемой части прибыли, необходимый для полного обеспечения инвестиционного спроса. Как следствие будет меняться рентабельность электроэнергетики. Аналогично выполнены оценки, когда задается уровень рентабельности и вычисляется величина удельных амортизационных отчислений, необходимых для обеспечения инвестиционной программы.

Данные табл. 13 показывают, что для устойчивого развития электроэнергетики в России в предстоящее десятилетие необходимо увеличить средние тарифы на электроэнергию до 2,2-2,4 цент/кВт·ч к 2005 г. и до 3,5-3,7 цент/кВт·ч к 2010 г. При этом значения тарифов будут сильно зависеть от темпов экономического развития и экономической политики отрасли – от соотношения требуемой рентабельности и амортизационных отчислений. По сравнению с 2000 г., когда средний тариф составлял около 1,2 цент/кВт·ч, можно ожидать увеличения тарифов к 2005 г. в 1,8-2,0 раза, а к 2010 г. в 2,9-3,1 раза. Эти уровни тарифов примерно соответствуют оценкам Минэкономразвития РФ.

Подчеркнем, что вариации оценок величины тарифов на электроэнергию получены в зависимости от изменений 3 факторов: роста топливной составляющей в себестоимости электроэнергии, рентабельности производства и величины амортизационных отчислений. Привлечение заемного капитала с определенными требованиями по сроку его возврата, процентам на капитал и другие факторы могут скорректировать представленные оценки.

ВЛИЯНИЕ РОСТА ТАРИФОВ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ НА ПОКАЗАТЕЛИ ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ РОССИИ ДО 2010 г.

Один из ключевых результатов реформирования электроэнергетики заключается в существенном повышении тарифов на электроэнергию. При этом проблема состоит не столько в обосновании уровней цен на электроэнергию, обеспечивающих решение актуальных инвестиционных задач отрасли, сколько в оценке народнохозяйственных последствий роста тарифов. Имеется в виду влияние роста цен в электроэнергетике, во-первых, на динамику цен в других отраслях, во-вторых, на экономическую динамику и уровень жизни населения.

Решение этой задачи требует учета множества прямых и обратных связей в экономике и практически невозможно без использования макроэкономической межотраслевой модели. В то же время, применяя даже такой достаточно сложный инструментарий, приходится принимать гипотезы относительно механизмов адаптации других отраслей к изменившимся ценовым условиям. Это означает, что результаты расчетов по модели не абсолютно точны и безусловны. Однако они показывают принципиальное направление и порядок возможных изменений в ценовой и экономической динамике.

Прежде чем приступить к рассмотрению результатов макроэкономических расчетов, приведем ряд пояснений относительно взаимодействия цен, доходов и производства.

Неравномерный по отраслям (в том числе в одной из отраслей) рост цен есть не что иное, как изменение относительных ценовых пропорций. При этом, как известно, происходит перераспределение создаваемой в экономике добавленной стоимости. В случае роста цен только в одной отрасли происходит увеличение ее доходов при сокращении доходов всех остальных отраслей. При этом если вся продукция отрасли, повысившей цены, потребляется другими отраслями, то номинальное приращение ее доходов равно сумме сокращений доходов остальных отраслей. Если часть продукции отрасли, повысившей цены, попадает в конечное потребление, то прирост доходов данной отрасли превышает сокращение доходов отраслей потребителей, т.е. суммарный номинальный доход экономики возрастает, причем ему противостоит возросший объем номинального конечного продукта на ту же величину. Это означает, что ответ на вопрос о направлении воздействия роста цен в отдельной отрасли на совокупный конечный спрос и экономическую динамику нетривиален. В то же время очевиден сам факт значимого воздействия изменяющихся ценовых пропорций на динамику денежных потоков, а следовательно, на величину конечного спроса, уровень и структуру производства. Вопрос состоит в том, каковы механизмы этого воздействия.

Механизм воздействия стоимостной структуры производства на экономический рост имеет динамическую природу. Увеличение доли добавленной стоимости в экономике (а также в отдельных ее отраслях) означает прямую возможность роста как конечного, так и промежуточного спроса отраслей. Это в свою очередь предопределяет экономическую динамику. Но рост промежуточного и конечного спроса *в реаль-*

ном выражении очевиден только тогда, когда расходы конечных потребителей опережают рост цен. Величина же расходов зависит от уровня доходов, которые определяются издержками. Проблема состоит в том, что сами доходы и зависят от цен и формируют уровень цен в экономике.

В рамках анализа собственно леонтьевской ценовой модели можно обнаружить «подсказки», определяющие в конечном итоге характер взаимодействия производства, доходов и цен. Наиболее существен анализ соотношений промежуточного потребления и добавленной стоимости, возникающих в результате ценовых изменений. При этом важно, что суммарная добавленная стоимость в экономике увеличивается быстрее суммарных материальных затрат (в текущих ценах) только в том случае, если доля конечной продукции отрасли в ее валовом выпуске выше среднего значения. Иными словами, эта доля должна быть выше, чем доля в совокупном валовом выпуске ВВП. Тогда возникает импульс к росту производства, поскольку доходы растут быстрее цен на затрачиваемые ресурсы.

В электроэнергетике ситуация обратная: доля конечного продукта этой отрасли в ее валовом выпуске значительно ниже среднего уровня. Это означает, что *рост цен на продукцию электроэнергетики должен при прочих равных условиях вызывать сокращение производства, и наоборот, относительное снижение тарифов на электроэнергию должно стимулировать рост производства*. Рост промышленного производства в России в 1999-2000 гг., на наш взгляд, не в последнюю очередь вызван относительным замедлением ценовой динамики в электроэнергетике в конце 1998 и в 1999 гг. И напротив, можно ожидать, что быстрый рост цен на продукцию электроэнергетики в 2000 г. (см. рис. 2) будет оказывать заметное влияние на сокращение темпов роста промышленности в 2001 г.

Ниже приведены некоторые результаты расчетов по российской межотраслевой модели RIM (*Russian Interindustry Model*), разработанной в ИНП РАН. Для большей очевидности содержательных результатов расчетов элиминировано влияние всех других факторов экономической динамики, кроме ценовых изменений в электроэнергетике. Это означает, что все параметры экономической политики (кроме тарифов на электроэнергию) зафиксированы на неизменном уровне.

Ожидаемый рост тарифов на электроэнергию связан с целым рядом как общеэкономических, так и отраслевых факторов. При проведении расчетов по межотраслевой модели учитывались только основные из них. К их числу относятся рост цен на топливо, составляющих основу материальных затрат отрасли; необходимость финансирования инвестиционной программы электроэнергетики преимущественно за счет собственных средств; уровень налогообложения отрасли.

Выполненные расчеты и обоснования позволяют утверждать, что при ожидаемом росте цен на основные виды топлива для инвестиционного обеспечения развития электроэнергетики по сценарию Б необходимо повысить тарифы на электроэнергию к 2005 г. в 1,8-1,9 раза, а к 2010 г. в 3,0-3,1 раза по сравнению с современным уровнем. Для оценки влияния такого роста тарифов на электроэнергию проведена серия расчетов на модели. При этом прямое влияние других факторов (в том числе рост цен на уголь, газ и мазут) на рост цен и динамику выпуска продукции других отраслей экономики не учитывалось. Поэтому полученные результаты первой серии расчетов весьма условны. Однако они позволяют количественно оценить спад производства, порождаемый ростом тарифов на электроэнергию. Расчеты подтвердили неизбежность значительного сокращения производства в случае предполагаемого увеличения тарифов. В частности, были рассмотрены варианты ступенчатого повышения тарифов: в 1,8 раза в 2001 г. и в 1,7 раза в 2006 г.; плавного (линейного) повышения тарифов: на 15% ежегодно в первые 5 лет и примерно на 10% в последующие 5 лет. В

обоих случаях сокращение прогнозного показателя ВВП за 10 лет составит примерно 27% относительно исходного варианта без увеличения тарифов на электроэнергию (рис. 6) В то же время при ступенчатом изменении тарифов суммарное сокращение уровня производства за период оказывается выше (примерно на 3,6%). При этом потребление домашних хозяйств уменьшается в большей мере, чем ВВП, на 27,5%.

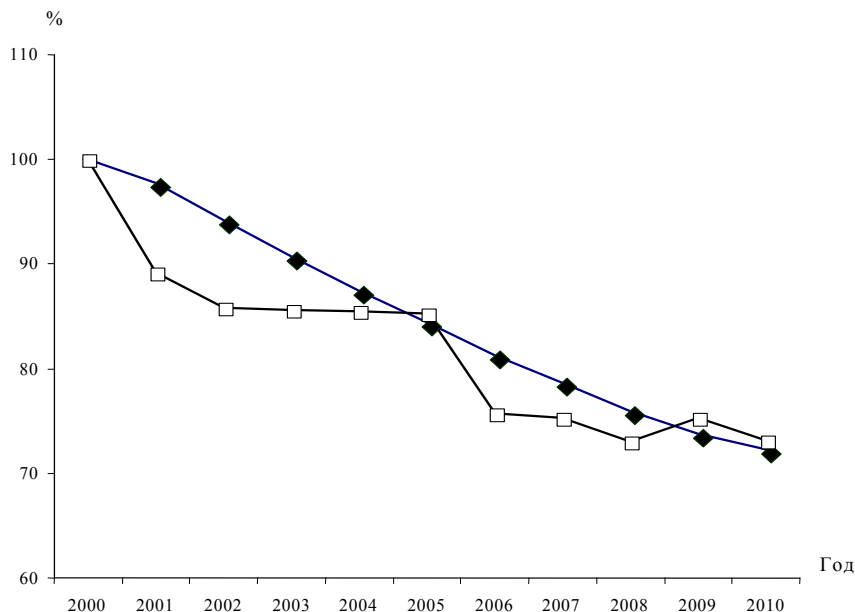


Рис. 6. Снижение ВВП относительно исходного варианта при изменении тарифной политики в электроэнергетике:
—◆— плавное изменение; —□— ступенчатое изменение

Расчеты при плавном изменении тарифов как динамики цен, так и валовых выпусков продукции (табл. 14) проводились при предположении, что при таком значительном росте тарифов на электроэнергию всем остальным отраслям экономики не удастся сохранить сложившийся уровень рентабельности. Это означает, что адаптация экономики сопровождается реальным сокращением доходности. При этом доля электроэнергии в суммарной прибыли по национальной экономике возрастает с 3,2% до неприемлемо высоких значений: 62% в 2005 г. и 82% в 2010 г. Одновременно прибыль всех остальных отраслей экономики сокращается в абсолютном выражении вдвое, несмотря на общий рост цен по национальной экономике на 30,4%.

Расчет с учетом другой версии о адаптации отраслей, т. е. ориентированной на сохранение сложившихся в настоящее время уровней рентабельности, показал, что принципиально результат не изменился. Различие с данными, представленными в табл. 14, состоит в большей величине понижающей поправки динамики ВВП (28,5 по сравнению с 27%), большем итоговом росте цен (на 34 по сравнению с 25,4%), и в меньшей итоговой (на 2010 г.) доле электроэнергетики в суммарной прибыли (74 вместо 82%).

Расчеты показали, что предельные уровни и динамика роста среднего тарифа на электроэнергию воздействуют на экономику России стагнирующим образом. Поэтому потребовалось изучение вариантов развития электроэнергетики, при которых уменьшаются негативные последствия для экономического роста страны. Такой подход рассмотрен ниже.

Таблица 14

Рост цен и сокращение валовых выпусков продукции по отраслям при плавном изменении тарифов относительно исходного варианта

Отрасль	Индекс роста цен, раз		Прирост выпуска, %	
	2001-2005 гг.	2001-2010 гг.	2001-2005 гг.	2001-2010 гг.
Электроэнергетика	1,80	3,00	-16,5	-28,5
Нефтедобыча	1,08	1,16	-3,6	-6,5
Нефтепереработка	1,08	1,16	-14,7	-26,3
Газовая	1,07	1,15	-5,0	-8,7
Угольная	1,09	1,18	-14,6	-25,6
Прочая топливная промышленность	1,08	1,16	-9,7	-17,3
Черная металлургия	1,12	1,25	-11,5	-19,9
Цветная металлургия	1,11	1,22	-4,9	-7,2
Химическая	1,16	1,33	-41,2	-52,8
Машиностроение и металлообработка	1,10	1,21	-23,0	-42,8
Лесная и целлюлозно-бумажная	1,08	1,16	-20,8	-38,8
Стройматериалов	1,10	1,19	-31,0	-56,6
Легкая	1,06	1,12	-46,1	-94,5
Пищевая	1,07	1,13	2,8	3,0
Прочие отрасли промышленности	1,10	1,20	-34,9	-58,4
Строительство	1,06	1,12	-21,3	-37,1
Сельское и лесное хозяйство	1,05	1,10	-4,0	-5,8
Транспорт грузовой и связь производственная	1,07	1,14	-13,4	-23,7
Транспорт пассажирский и связь непроизводственная	1,10	1,20	-15,9	-31,3
Сфера обращения	1,06	1,12	-16,8	-30,3
Прочие виды производства	1,03	1,06	-35,3	-64,8
Просвещение, здравоохранение, культура	1,08	1,16	-15,2	-27,3
Жилищно-коммунальное хозяйство	1,19	1,39	-14,5	-26,3
Управление, финансы, кредит	1,12	1,23	-12,3	-21,5
Наука и научное обслуживание	1,12	1,25	-18,0	-31,5

КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РЕФОРМИРОВАНИЮ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Реформирование электроэнергетики следует понимать как многоплановый процесс, обеспечивающий достижение следующих целей:

- повышение экономичности отрасли, усиление надежности электро- и централизованного теплоснабжения, снижение потерь электроэнергии и тепла, сокращение расходов топлива, материальных и трудовых ресурсов; уменьшение затрат на производство, передачу и распределение электроэнергии и тепла;

- накопление инвестиционных ресурсов, необходимых и достаточных для поддержания технического состояния отрасли и ее развития в перспективном периоде; обеспечение гарантий доступа к системам передачи и распределения электроэнергии и тепла для всех субъектов, способных обеспечить поставки потребителям соответствующих видов энергии по заданному режиму и в соответствии с техническими требованиями, стандартами и заключенными договорами.

- создание условий для контроля за сетями, являющимися естественной монополией; повышение роли и влияния государства в системе управления электро- и теплоснабжением; подготовка условий для организации оптового и розничного рынков электроэнергии.

Реформирование электроэнергетики должно учитывать большое региональное разнообразие условий производства и потребления электроэнергии и тепла. Необходимо законодательно определить меры ответственности электроэнергетических компаний и всех уровней административного управления за состоянием и обеспечением электро- и теплоснабжения страны и регионов.

Остановимся на двух аспектах этого многопланового процесса.

Возможный путь снижения средних тарифов и его макроэкономическая оценка. Повышение средних тарифов на электроэнергию, как показано выше, – неприемлемое решение для обеспечения инвестиционных нужд электроэнергетики. Необходим поиск других, в отличие от предложенных в Основных направлениях, путей реформирования отрасли. По существу следует найти решение триады взаимосвязанных задач: инвестиционного обеспечения развития электроэнергетики; поддержания среднего отпускного тарифа электроэнергии и тепла на уровне, который должен способствовать росту экономики страны; организации надежного функционирования электроэнергетики. Для решения этих задач требуется: сократить издержки и потери при производстве, передаче и распределении электроэнергии и тепла; мобилизовать на инвестиционные нужды имеющиеся в отрасли резервы; признать целесообразным участие крупных производственных компаний (особенно электроемких) в финансировании инвестиционной программы электроэнергетики на согласованных условиях; провести реформирование электроэнергетики на базе наименьших структурных преобразований.

Необходимо установить порядок и жесткую дисциплину для снижения возросших в 1992-2000 гг. материальных затрат и потерь, численности персонала и расходов по статье «прочие затраты». Это позволит сдерживать рост среднего отпускного тарифа на электроэнергию и тепло при увеличении удельных амортизационных отчислений в результате переоценки ОПФ. Допустимо предположить, что за счет улучшения условий эксплуатации электростанций и сетей можно обеспечить снижение отпускного тарифа на электроэнергию примерно на 10%.

Существенным фактором неоправданного повышения стоимости электроэнергии является наличие компаний-перепродавцов. Ввиду отсутствия законодательно установленной схемы определения рентабельности она исчисляется как отношение к стоимости перепродаваемого товара (электроэнергии, тепла, топлива), а не к собственным затратам, которые, как правило, составляют незначительную величину. В результате, цена перепродаваемого товара возрастает скачкообразно в зависимости от числа перепродавцов, что ведет к общему повышению цен для конечных потребителей. Такая практика перепродажи должна быть немедленно прекращена.

По приближенной оценке, в электроэнергетике в настоящее время имеется около 20 млн. кВт мощностей незавершенного строительства (или неполного использования энергетических объектов). Их окончание требует около 10 млрд. долл., что позволит дополнительно ввести до 2010 г. часть необходимых энергетических мощностей с удельными капиталовложениями около 500 долл./кВт. Они примерно в 1,5-2,0 раза меньше, чем требуется для сооружения новых энергогенерирующих объектов.

На наш взгляд, существуют возможности снижения налоговой нагрузки в электроэнергетике для целевого финансирования инвестиционной программы на возвратной основе, в первую очередь за счет отмены 15-процентного налога на реинвестируемую часть прибыли, сокращения или отмены 2-процентного налога на имущество, а также налога на добавленную стоимость (НДС). На эти величины могут быть безболезненно для отрасли снижены выручка и соответственно средние отпускные тарифы на электроэнергию и тепло. Для проверки этой гипотезы проведены оценочные расчеты по широкому кругу сценариев и вариантов экономической динамики.

Согласно оценкам ожидаемых поступлений в государственный бюджет от электроэнергетики за счет упомянутых налогов, в сценарии высоких темпов экономического роста основные поступления (примерно в равных пропорциях) обеспечиваются за счет двух налогов – НДС и на имущество, причем значимость последнего в связи с предполагаемой переоценкой основных фондов и значительными но-

выми вложениями постоянно возрастает. Налоговые поступления от электроэнергетики в целом могут обеспечить 2/3 и более ожидаемого спроса на инвестиции в отрасли в 2001-2010 гг.:

	2001-2005 гг.	2006-2010 гг.
Всего поступлений за период, млрд. долл.	16,8	29,4
в том числе за счет:		
НДС	6,6	11,5
налога на прибыль	2,9	4,5
налога на имущество	7,3	13,4

При прочих равных условиях отмена упомянутых налоговых платежей позволяет сократить средние отпускные тарифы на электроэнергию на 25-35% к 2005 г. и на 35-45% к 2010 г. по сравнению со значениями, приведенными в табл. 13. Кроме того, для более представительной оценки влияния электроэнергетики на экономику страны было элиминировано воздействие на тарифы роста цен на топливо. В результате были получены новые расчетные уровни средних отпускных тарифов на электроэнергию, которые использовались в последующих расчетах (табл. 15). В то же время они сохраняются более высокими, чем средние тарифы, полученные в исходных вариантах сбалансированного развития. Последние получены в модели RIM в результате динамики, зависящей от параметров экономической политики, уровней производства, а также сложившихся тенденций формирования отраслевых элементов добавленной стоимости.

Полагаем, что за счет тщательной диагностики состояния энергетического оборудования могут быть получены объективные оценки возможного продления его сроков службы, большие, чем приняты в настоящих расчетах. В этом случае сокращение спроса на инвестиции на 2,59 млрд. долл. в 2001-2005 гг. и 3,66 млрд. долл. в 2006-2010 гг. по сравнению с оценками ИМП РАН обеспечит такие уровни тарифов с налогами, при которых достигается сбалансированное развитие экономики в сценарии высоких темпов экономического развития (см. табл. 8). В случае исключения налогов из тарифов исходные темпы роста ВВП в этом же сценарии достижимы, если будет возможным сокращение капиталовложений на 0,74 млрд. долл. в 2001-2005 гг. и 0,71 млрд. долл. в 2006-2010 гг. Таким образом, рассмотренный диапазон снижения инвестиций будет в свою очередь определять необходимое сокращение налогов в электроэнергетике.

Таблица 15

Оценка условий обеспечения инвестиционных нужд электроэнергетики в 2001-2010 гг. при элиминировании роста цен на топливо*

Вариант тарифов	2001-2005 гг.	2006-2010 гг.
<i>Инерционный сценарий:</i>		
Средний тариф, цент/кВт·ч		
вариант тарифа с налогами	1,5	1,9
вариант тарифа без налогов	1,2	1,4
вариант сбалансированного развития	1,09	1,26
<i>Сценарий высоких темпов экономического развития:</i>		
Средний тариф, цент/кВт·ч		
вариант тарифа с налогами	1,7	2,0
вариант тарифа без налогов	1,3	1,5
вариант сбалансированного развития	1,14	1,38
* Расчеты на модели RIM.		

Отмена (постоянная или временная) налогов на финансирование электроэнергетики, по существу, является инвестиционным вкладом государства в отрасль. По форме он может рассматриваться как кредит на беспроцентной или иной основе, или как увеличение государственных активов в электроэнергетику. Естественно, что реализация таких схем требует разработки специальных механизмов инвестиционного финансирования.

В результате предлагаемой инвестиционной политики следует ожидать значительных изменений величины основных фондов электроэнергетики. По приближенной оценке, на конец 2000 г. стоимость основных фондов отрасли составляла около 811 млрд. руб., или примерно 29 млрд. долл. (при пересчете по курсу 28 руб./долл.).

Принимая во внимание сроки сооружения объектов в электроэнергетике можно условно считать, что инвестиции, осуществленные в предыдущее пятилетие, переходят в основные фонды в следующем пятилетии. С учетом переоценок ОПФ, принятых в варианте Минэкономразвития РФ (см. табл. 13), возможны следующие оценки ориентировочного движения основных фондов электроэнергетики до 2010 г. (табл. 16).

Таким образом, маневр, основанный на снижении налоговой нагрузки на электроэнергетику, дает возможность решить две взаимосвязанные задачи: обеспечить инвестиционное финансирование отрасли и снизить средние отпускные тарифы на электроэнергию. При этом увеличивается доля государства в активах отрасли, которая оценивается примерно 17-18%.

В то же время выпадающие налоговые отчисления электроэнергетики могут быть компенсированы за счет налогов, поступающих от прироста валовых выпусков продукции и услуг других отраслей экономики. Этот маневр при жестком государственном финансовом контроле позволит электроэнергетике за счет амортизационного фонда и реинвестируемой части прибыли иметь достаточные финансовые ресурсы для необходимых вложений в основной капитал отрасли.

Таблица 16

Ориентировочный баланс основных производственных фондов электроэнергетики и возможный прирост доли государства в активах отрасли, млрд. долл.

Статьи баланса	2000 г.	2001-2005 гг.	2006-2010 г.
<i>Инерционный сценарий:</i>			
на начало периода*		73	132
выбытие		7	19
новые вводы		8	20
на конец периода	29,0**	74	133
Прирост доли активов государства в стоимости ОПФ, %	-	-	17
<i>Сценарий высоких темпов экономического развития:</i>			
на начало периода		132	151
выбытие		20	30
новые вводы		24	44
на конец периода	29,0**	136	165
Прирост доли активов государства в стоимости ОПФ, %	-	-	18

* Предполагается, что переоценка основных производственных фондов проводится в начале периода.

** Оценка для 2000 г. выполнена по данным Госкомстата России о стоимости основных производственных фондов в электроэнергетике в 1998 и 1999 гг.

Макроэкономическая оценка влияния снижения тарифов за счет уменьшения налоговой нагрузки на отрасль. Вариант расчета для макроэкономической оценки последствий снижения тарифов на электроэнергию за счет предлагаемого сокращения налогов на электроэнергетику приведет к снижению роста тарифа с 1,8 до 1,5 раза в 2005 г. и с 3,0 до 2,4 раза в 2010 г. по сравнению с 2000 г. При этом было сохранено увеличение топливной составляющей.

Расчеты по межотраслевой модели RIM показали, что в случае уменьшения налоговой нагрузки величина спада производства в экономике России за 10-летний период по сравнению с результатами расчетов (см. табл. 14) меньше на 7 проц. п., т. е. 20,8% по сравнению с 27,8%. При этом налоговые поступления в бюджет в результате совместного действия разнонаправленных факторов (сокращения налоговых поступлений от электроэнергетики и относительного их увеличения от других отраслей экономики) снижаются незначительно (на 2,0%) даже при росте цен на топливо. Таким образом, основная часть сокращения поступлений в бюджет из-за уменьшения налогообложения электроэнергетики компенсируется увеличением поступлений налогов от других отраслей экономики. При этом, как отмечено, возможно значительное сокращение общего спада производства (табл. 17, рис. 7).

Таким образом, проведенные расчеты позволяют получить представление о возможном влиянии налоговой нагрузки и роста цен на топливо на ставку тарифа в электроэнергетике.

Задача настоящей работы состоит также в оценке влияния выбора способа решения инвестиционных проблем электроэнергетики применительно к двум основным сценариям развития национальной экономики на среднесрочную перспективу.

Как было отмечено, приведенные выше результаты расчетов носят несколько условный характер. Это связано с содержащейся в экзогенно задаваемом прогнозом значением тарифа на электроэнергию существенной компонентой, характеризующей рост цен на потребляемые электроэнергетикой виды топлива. Поэтому в дальнейших расчетах влияние роста этих цен элиминировано. В результате прогнозный рост тарифов на электроэнергию стал существенно ниже. Он определяется *только* оценками величин инвестиционных потребностей отрасли.

Таблица 17

Рост цен и сокращение валовых выпусков продукции по отраслям
(плавное изменение тарифов) относительно исходного варианта

Отрасль	Индекс роста цен, раз		Прирост выпуска, %	
	2001-2005 гг.	2001-2010 гг.	2001-2005 гг.	2001-2010 гг.
Электроэнергетика	1,50	2,40	-9,7	-21,4
Нефтедобыча	1,06	1,14	-2,1	-4,8
Нефтепереработка	1,06	1,14	-8,6	-19,5
Газовая	1,05	1,13	-2,9	-6,4
Угольная	1,06	1,16	-8,6	-19,3
Прочая топливная промышленность	1,06	1,14	-5,8	-12,9
Черная металлургия	1,09	1,22	-7,2	-15,2
Цветная металлургия	1,08	1,19	-3,0	-5,8
Химическая	1,12	1,29	-24,2	-44,7
Машиностроение и металлообработка	1,07	1,18	-13,5	-31,7
Лесная и целлюлозно-бумажная	1,06	1,14	-11,1	-28,2
Стройматериалов	1,07	1,17	-18,3	-42,6
Легкая	1,04	1,11	-29,3	-72,1
Пищевая	1,05	1,12	1,4	2,1
Прочие отрасли промышленности	1,07	1,17	-21,0	-48,3
Строительство	1,04	1,11	-12,7	-28,0
Сельское и лесное хозяйство	1,04	1,09	-3,0	-4,7
Транспорт грузовой и связь производственная	1,05	1,12	-7,8	-17,6
Транспорт пассажирский и связь непроизводственная	1,07	1,18	-10,3	-23,3
Сфера обращения	1,04	1,10	-9,8	-22,6
Прочие виды производства	1,02	1,05	-21,0	-49,2
Просвещение, здравоохранение, культура	1,06	1,14	-9,1	-20,4
Жилищно-коммунальное хозяйство	1,14	1,34	-8,7	-19,6
Управление, финансы, кредит	1,08	1,20	-7,5	-16,3
Наука и научное обслуживание	1,09	1,22	-10,8	-23,8

Заметим, что разработка вариантов долгосрочного развития экономики России, применительно к которым осуществлены расчеты по электроэнергетике, проводилась в ИНП РАН в начале 2001 г. безотносительно к проблемам реформирования РАО «ЕЭС России» или других естественных монополий. Это означает, что в рассматриваемых стратегиях развития экономики ценовая динамика, в том числе и электроэнергетики, несколько отличалась от предложенной в данной статье. Исходные цены в сценариях развития экономики России рассчитывались по межотраслевой ценовой модели и определялись в конечном итоге динамикой добавленной стоимости, производимой отраслями. При этом добавленные стоимости не были жестко привязаны к отраслевым инвестиционным программам.

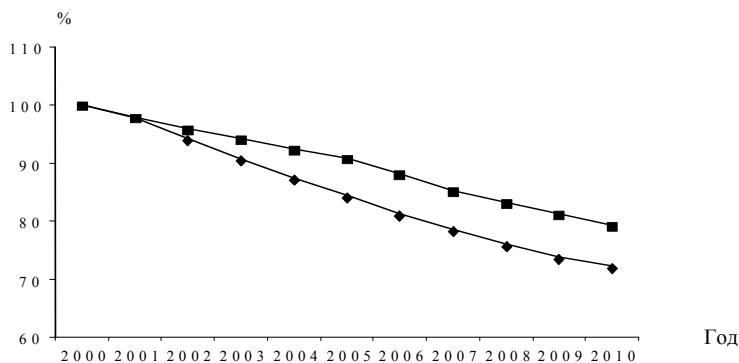


Рис. 7. Снижение ВВП относительно исходного варианта при разной налоговой политике в электроэнергетике: —♦— без снижения налогов; —■— после снижения налогов

В этой связи содержательная постановка состояла в том, чтобы соединить расчеты по макроэкономическим сценариям (от показателей которых и рассчитывалась потребность в инвестициях для электроэнергетики) со сценариями соответствующей тарифной политики. Таким образом, в результате расчетов исходные значения масштабов производства, — инерционного сценария (А) и сценария высоких темпов экономического развития (Б), — несколько трансформируются под воздействием экзогенно задаваемых значений тарифов на электроэнергию.

В принципиальном плане результаты настоящей серии расчетов, согласованные с макроэкономическими сценариями, соответствуют результатам, которые были рассмотрены выше. В частности, рост тарифов на электроэнергию приводит как к дополнительному росту цен в других отраслях, так и к общему относительному снижению объемов производства; снижение налогообложения электроэнергетики компенсируется ростом поступлений налогов от других отраслей.

В то же время количественные оценки изменяются (рис. 8, 9). Главное состоит: *во-первых*, в меньшем относительном спаде производства (табл. 18). При этом улучшается динамика роста ВВП; *во-вторых*, в том, что величина дополнительных налоговых поступлений от других отраслей превышает сокращение налоговых поступлений от электроэнергетики.

Как видно, необходимый для реализации предлагаемых инвестиционных программ рост тарифов на электроэнергию приводит к относительному спаду производства. Это означает соответственно сокращение спроса на электроэнергию, снижение потребности в инвестициях, уменьшение необходимого роста тарифов и т.д. Иными словами, в проведенных расчетах макроэкономические сценарии и сцена-

рии развития электроэнергетики сбалансированы не до конца. Для их сбалансированности, причем не на пониженных, а на исходных для соответствующих макроэкономических сценариев уровнях производства, необходимо предусмотреть ряд мер макроэкономической политики, компенсирующих снижение производства, обусловленное ростом тарифов на электроэнергию.

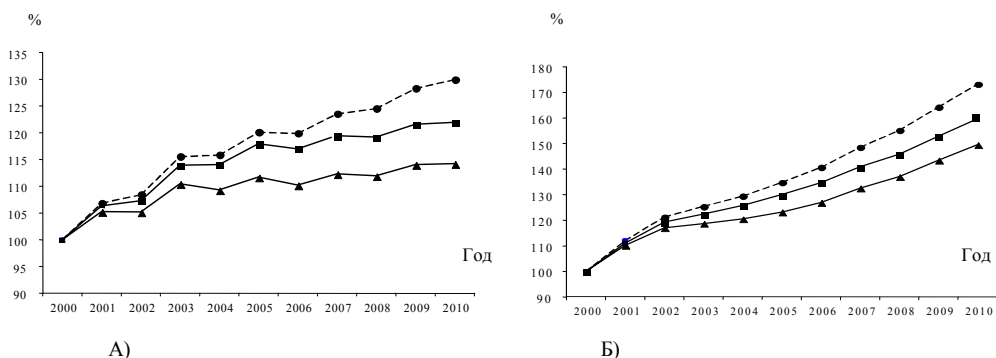


Рис. 8. Динамика ВВП в рамках инерционного сценария (А) и сценария высоких темпов экономического развития (Б):
 --●-- исходный; —▲— сохранения налогов; —■— сокращения налогов

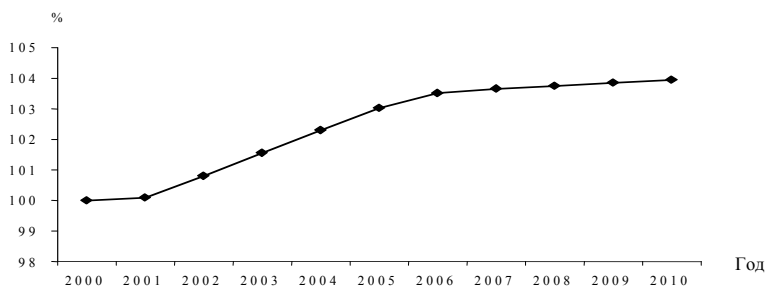


Рис. 9. Соотношение реальных доходов бюджета по вариантам со снижением налогов и при сохранении налогов в электроэнергетике (последний принят за 100%) в рамках сценария высоких темпов экономического развития

Анализ возможностей российской экономики, выполненный в ИНП РАН, свидетельствует, что динамика производства в варианте высоких темпов экономического развития реалистична и вполне достижима, хотя и близка к предельной. Одним из факторов, обеспечивающих ускоренный экономический рост в рамках данного сценария, являлся как раз умеренный рост цен на продукцию электроэнергетики и топливных отраслей. Поэтому высокий рост тарифов на электроэнергию несколько подрывает возможности экономического развития России. Компенсация этого негативного эффекта – задача не абсолютно тривиальная. В частности, наши предварительные расчеты показывают, что смягчение денежной политики, выражающееся в более быстром росте денежной массы (на 34% по отношению к исходной динамике) позволяет (в рамках модельных расчетов) компенсировать последствия роста тарифов на электроэнергию. В то же время это приводит к росту цен (на 23% за 10-летний период), что не может не сказаться отрицательным образом на инвестиционном климате.

Подход к структурному преобразованию электроэнергетики. В качестве одной из альтернатив предлагаемой реструктуризации должен быть рассмотрен вариант создания на территории действия ЕЭС России нескольких (8-10) укрупненных электроэнергетических компаний-холдингов. В их состав могут войти АО-энерго и

Относительная динамика роста цен и валовых выпусков продукции по отраслям
в рамках сценария высоких темпов экономического развития (сценарий Б)

Отрасль	Индекс роста цен, раз		Прирост выпуска продукции, %		Индекс роста цен, раз		Прирост выпуска продукции, %	
	2005 г.	2010 г.	2005 г.	2010 г.	2005 г.	2010 г.	2005 г.	2010 г.
	<i>Сохранение уровня налогов в электроэнергетике</i>				<i>Исключение налогов с электроэнергетики</i>			
Электроэнергетика	1,50	1,90	-9	-14	1,15	1,35	-3	-8
Нефтедобыча	1,04	1,07	-2	-3	1,02	1,04	-1	-2
Нефтепереработка	1,04	1,06	-8	-12	1,02	1,04	-3	-7
Газовая	1,04	1,06	-3	-4	1,01	1,03	-1	-2
Угольная	1,05	1,07	-8	-12	1,02	1,04	-3	-7
Прочая топливная промышленность	1,04	1,06	-5	-8	1,02	1,04	-2	-5
Черная металлургия	1,06	1,10	-6	-10	1,02	1,06	-3	-6
Цветная металлургия	1,05	1,09	-3	-4	1,02	1,05	-1	-2
Химическая	1,08	1,13	-22	-34	1,03	1,07	-8	-20
Машиностроение и металлообработка	1,05	1,08	-12	-19	1,02	1,05	-4	-11
Лесная и целлюлозно-бумажная	1,04	1,06	-10	-17	1,02	1,04	-3	-9
Стройматериалов	1,05	1,08	-16	-26	1,02	1,04	-6	-15
Легкая	1,03	1,05	-22	-40	1,01	1,03	-6	-21
Пищевая	1,03	1,05	2,0	2,2	1,01	1,03	1	2
Прочие отрасли промышленности	1,05	1,08	-19	-29	1,02	1,04	-8	-17
Строительство	1,03	1,05	-11	-18	1,01	1,03	-5	-10
Сельское и лесное хозяйство	1,03	1,04	-3	-4	1,01	1,02	-2	-3
Транспорт грузовой и связь произв.	1,03	1,06	-7	-11	1,01	1,03	-3	-6
Транспорт пассажирский и связь непроизв.	1,05	1,08	-8	-14	1,02	1,05	-3	-8
Сфера обращения	1,03	1,05	-9	-14	1,01	1,03	-3	-8
Прочие виды производства	1,02	1,02	-18	-30	1,01	1,01	-7	-17
Просвещение, здравоохранение, культура	1,04	1,07	-8	-13	1,02	1,04	-3	-7
ЖКХ	1,10	1,16	-8	-12	1,04	1,09	-3	-7
Управление, финансы, кредит	1,06	1,09	-7	-11	1,02	1,05	-3	-6
Наука и научное обслуживание	1,06	1,10	-9	-15	1,02	1,06	-4	-9

АО-электростанции (тепловые), а также линии электропередачи (ЛЭП), обеспечивающие в основном связи внутри вертикально интегрированной укрупненной электроэнергетической компании (УЭК). Это позволит ликвидировать искусственно созданные дефициты электроэнергии и мощности большинства АО-энерго, повысить надежность электроснабжения, создать возможность проведения единой тарифной и инвестиционной политики в зоне, обслуживаемой УЭК. Хозяйственно-финансовая отчетность УЭК должна строиться на основе отдельных финансовых документов по каждому виду ее деятельности (производство электроэнергии и тепла, передача и распределение электроэнергии, ремонты и др.).

Сети ЛЭП высоких классов напряжения, обеспечивающие в основном потоки мощности и электроэнергии между УЭК, а также ГЭС и АЭС, должны быть представлены соответствующими компаниями. В таком варианте первоначально рынок электроэнергии и мощности должен включать этих хозяйствующих субъектов, а также АО-энерго, не вошедших в УЭК по имущественным причинам, и крупных потребителей электроэнергии, питаемых от сетей 220 кВ и выше. Предлагаемый вариант реформирования электроэнергетики осуществим без ущемления интересов акционеров электроэнергетических компаний. Естественно, он требует дальнейшего уточнения и проработки.

Рынок электроэнергии и мощности принципиально отличается от любого другого рынка товаров необходимостью одномоментного учета производства, транспорта и потребления электроэнергии. Это требует серьезной разработки методических материалов и программно-аппаратных средств, учитывающих большое число технических и технологических факторов электроэнергетики и влияние пространственной компоненты. В этом отношении российская электроэнергетика сегодня совершенно неподготовлена к проведению рыночных сделок в реальном масштабе времени.

При этом следует иметь в виду, что надежную оценку эффективности ожидаемых результатов реформирования электроэнергетики и предлагаемых в связи с этим мер по перестройке финансового обеспечения, тарифной и инвестиционной политики и другим затронутым вопросам можно получить, если есть разработки или, по крайней мере, экспертные заключения по кругу взаимосвязанных проблем, не нашедших отражения в материалах Минэкономразвития РФ по реформированию электроэнергетики России. К ним относятся:

- оценка вероятности сохранения ориентации электроэнергетики на сооружение крупных единичных мощностей электростанций и энергоблоков; возможность привлечения заемного капитала для финансирования в течение длительных сроков проектирования и сооружения крупных энергетических объектов; представление о технико-технологическом облике ЕЭС России в перспективе, если потребуются ориентироваться в основном на сооружение энергообъектов средней и малой мощности;
- оценка протяженности и пропускной способности электрических сетей основных классов напряжения для обеспечения требований конкурентного рынка электроэнергии;
- наличие моделей для расчетов условий предложения и спроса на рынке электроэнергии и совершения сделок, исключающих произвольный рост тарифов;
- определение состояния проектных, строительных и специализированных монтажных организаций, их реальных производственных возможностей и необходимых инвестиций в комплектацию и обновление их оборудования;
- оценка обеспеченности намечаемой реструктуризации и программы ввода новых мощностей инженерно-техническими и квалифицированными рабочими кадрами эксплуатационников и строителей;

- определение возможностей отечественного машиностроения по производству необходимого энергетического оборудования и запасных частей надлежащего уровня качества и надежности, степени их ориентации на импорт оборудования предпочтительных форм договорных отношений с поставщиками;
- оценка научного потенциала, возможностей проведения опытно-конструкторских и проектно-изыскательских работ и объемов их финансирования для обеспечения научно-технического прогресса в электроэнергетике;
- определение законодательной базы электроэнергетики при переходе к конкурентному рынку с участием частных инвесторов и компаний; оценка соответствия современной законодательной базы минимальному пакету энергетических законов и других нормативных документов, без которых нельзя переходить к конкурентному рынку;
- оценка условий возможного привлечения и объемов заемного капитала, предельных ставок процента на капитал, форм его возврата, страховых гарантий, основных финансовых рисков;
- правила переоценки акций, механизмы их перераспределения и перемещения, возникающие в связи с реформированием отрасли. Конкретные формы гарантий защиты прав собственности акционеров на принадлежащие им акции.