

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА РОССИИ. МИФЫ И РЕАЛЬНОСТЬ.

Булат Нигматулин

первый заместитель генерального директора Института проблем естественных монополий,
докт.техн.наук, профессор

Необходимо объективно-беспощадное понимание сложившейся реальности. Желаю моим соотечественникам стремиться к этому пониманию, каким бы ужасающим оно ни было. Иначе нас просто исключат из истории.

Александр Зиновьев, советский и российский философ (1922—2006)

11 марта в Хакасии состоялось заседание президиума Госсовета РФ по энергетике. Обсуждалось повышение устойчивости функционирования электроэнергетического комплекса РФ. В ходе заседания Президент России Дмитрий Медведев сказал, что если темп роста цены на электроэнергию сохранится, к 2014 г. стоимость электроэнергии в России будет выше, чем в США, Финляндии и ряде других стран. «Более того, эта цена достигнет такого уровня, при котором строительство собственной генерации становится выгоднее, чем покупка энергоресурса из сети», — заявил президент. К сожалению, вопрос о причинах роста тарифов на электроэнергию не был прояснен. Думаю, главную из причин можно сформулировать в виде теоремы: *если за основу при разработке стратегических программ развития принимаются мифы, а на их реализацию расходуются реальные средства госбюджета и потребителя и нет ни контроля за издержками, ни конкурентного рынка, то стоимость товара или услуг неизбежно возрастет в несколько раз.*

В настоящей работе электроэнергетика рассматривается как отрасль, встроенная в экономику страны, темпы изменения которой зависят от темпов изменения ВВП, а обратная связь осуществляется через стоимость электроэнергии и заказы на оборудование, строительство и услуги смежным организациям. В то же время показано, что состояние и темпы развития отрасли однозначно зависят от баланса взаимодействия отдельных ее частей: генерации (ТЭС, АЭС, ГЭС), сетей и сбыта, а также от возможностей смежных топливных, технологических, проектных, научных, финансовых организаций и состояния и развития транспортной инфраструктуры страны.

Для электроэнергетики как инфраструктурной отрасли характерны инерционность и огромные инвестиции как в поддержание технологического уровня эксплуатации, так и в свое развитие. Поэтому она должна иметь программу развития минимум на 10 лет (до 2020 г.) с перспективой до 2030 г.

В последние три года Правительством РФ были одобрены две программы развития отрасли: Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 г. (далее — Генсхема-2008 — А. Чубайс, ОАО «РАО ЕЭС», С. Кириенко, Росатом; февраль 2008 г.) и раздел «Электроэнергетика» в Энергетической стратегии России до 2030 г. (далее — Энергостратегия-2009 — С. Шматко, Минэнерго; ноябрь 2009 г.). За 1,5 года, прошедший между принятием

программ, основные параметры в них сократились в два раза, а стоимость программ до 2020 г. уменьшилась с 20,5 трлн до 11 трлн руб. Это показывает огромную важность достоверного прогноза потребления электроэнергии минимум на 10 лет.

Важнейшим результатом настоящей работы является обнаружение однозначной зависимости между среднегодовыми темпами изменения ВВП и внутреннего потребления электроэнергии и газа. На основании полученной зависимости рассчитан прогноз и обоснована достоверность этого прогноза. Кроме того, показано, что темп роста финансового объема рынка электроэнергии и мощности, который ограничен платежеспособностью потребителя, а также мощности проектного и строительного-монтажного комплексов электроэнергетики не могут обеспечить уровень развития отрасли выше прогнозного. В результате стоимость программы развития электроэнергии до 2020 г. сократилась еще в два раза — до 6 трлн руб. в ценах 2010 г.

Кроме того, такая однозначная зависимость показывает, что для международного сопоставления стоимости электроэнергии и газа необходимо использовать не среднегодовой курс доллара, а значение паритета покупательской способности (ППС) доллара, рассчитанного по всему ВВП (в 2010 году 1 \$ ЦБ = 30,5 руб., а 1 ППС \$ = 16 руб). Пересчет внутренних цен на электроэнергию и газа по величине ППС показывает, что в 2011 г. цена на электроэнергию для различных потребителей в России по сравнению с США, ЕС и другими развитыми странами оказалась выше в 1,5—5 раз, а цена на газ достигла равновесной стоимости (net-back) с ценой на газ в ЕС, а именно: **180-240 ППС\$** при стоимости **2900—3900 руб. за 1000 м³**.

Врез: Для потребителей качество функционирования электроэнергетики определяется тремя основными характеристиками: надежностью и безаварийностью электроснабжения, доступностью подключения к энергосистеме и стоимостью электроэнергии для потребителей.

В результате реформы (завершена в июне 2008 г.) получено резкое ухудшение всех этих характеристик:

- нарушился баланс взаимодействия между отдельными ее частями;
- не образовались действенные механизмы ограничения роста стоимости электроэнергии и отдельных ее составляющих;
- технологическое состояние отрасли не соответствует современным требованиям;
- ухудшился уровень регулирования отрасли со стороны органов исполнительной власти.

МИФЫ

- Дефицит электроэнергии в ближайшее время будет сдерживать рост экономики страны.
- Степень изношенности объектов электроэнергетики близка к их полному разрушению.
- Экономика страны будет бурно расти в ближайшие 20 лет (до 2030 г.), следовательно:
 - темп роста потребления (производства) электроэнергии составит 3,2— 4,9% в год, что в 1,7 раза больше, чем 1999—2008 гг., несмотря на прогнозируемый более высокий уровень электросбережения (Энергостратегия-2009);

- необходимо резко увеличить строительство новых генерирующих и сетевых мощностей — к 2020 г. — 70—100 ГВт, или 30—50% от существующих, к 2030 г. — 160—200 ГВт, или 60—100% от существующих (Энергостратегия-2009);

- Внутренние цены на электроэнергию и газ — одни из самых дешевых в мире. По сравнению с США, ЕС и другими развитыми странами они меньше в 1,2—2,5 раза для промышленности и в 1,5—3 раза для населения. Поэтому программы энерго- и электросбережения не работают.

- Цена газа внутри страны должна соответствовать равновесной цене газа при продаже его в страны ЕС (50% от внутреннего потребления газа приходится на электроэнергетику). Это значит, цена на газ должна увеличиться в два раза к 2014 г. (6600—7000 руб./1000 м³, или 220—240 долл. США по курсу ЦБ, вместо 2900—3900 руб./1000 м³, или 100—130 долл. США по курсу ЦБ в ценах 2011 г.);

- Приватизация генерирующих мощностей ТЭС и ГЭС принесет дешевые частные инвестиции в обновление и новое строительство объектов электроэнергетики. Для этого покупка генерирующей компании сопровождалась подписанием договоров предоставления мощности (ДПМ) в объеме 28 ГВт до 2018 г.

- Оптовый рынок электроэнергии и мощности должен определять первоочередность строительства и (или) реконструкции генерирующих мощностей, их тип и мощность.

- Конкуренция между частными генерирующими компаниями и сбытовыми компаниями на открытом оптовом рынке электроэнергии и мощности при поставке электроэнергии потребителям позволит сдерживать цены на электроэнергию. Декларировался самый умеренный рост стоимости электроэнергии и за счет более высокого качества управления частными энергетическими компаниями по сравнению с РАО ЕЭС.

СИТУАЦИЯ в 2010—2011 гг.

В 2008 г. было произведено 1037 млрд кВт·ч, в 2009 г. — 992 млрд кВт·ч (падение на 4,4%), в 2010 г. — 1037 млрд кВт·ч (рост на 4,7%).

В 2009 г. общая установленная мощность электростанций России составляла 226,1 ГВт, из них на ТЭС приходилось 155,4 ГВт, на АЭС — 23,3 ГВт, на ГЭС — 47,3 ГВт (по данным Росстата, 2010 г.).

В 2010 г. в структуре производства электроэнергии ТЭС выдали 699 млрд кВт·ч, (доля на рынке — 67,3%), АЭС — 170 млрд кВт·ч (16,4%), ГЭС — 168 млрд кВт·ч (16,2%). В производстве электроэнергии доминируют газовые ТЭС — 518 млрд кВт·ч (доля на рынке — 50%, в Европейской части и Урале — 60%), угольные ТЭС — 181 млрд кВт·ч (17,5%). В 2010 г. объем рынка электроэнергетики оценивался в 1930 млрд руб., в том числе генерация — в 1050 млрд руб., сети — в 800 млрд руб., сбыт — в 80 млрд руб., неплатежи — в 180 млрд руб. (около 10% рынка), перекрестное субсидирование населения за счет

промышленности — в 200 млрд руб. Декларируется, что такое субсидирование сохранится минимум до 2014 г.

В 2010 г. объем инвестиций в электроэнергетику составил 704 млрд руб., из них в сети электропередач инвестировано 350 млрд руб. (49%), в генерацию — 354 млрд руб. (51%), в том числе в частные генерирующие компании ТЭС — 130 млрд руб., государственные АЭС — 180 млрд руб., ГЭС — 44 млрд руб.

Суммарные затраты генерирующих компаний ТЭС на органическое топливо были равны 450 млрд руб. (320 млрд руб. на газ), затраты на эксплуатацию и ремонт — не менее 300 млрд руб. Объем инвестиций в новое строительство составлял 350 млрд руб., с учетом неплатежей с рынка поступает — около 250 млрд руб. Недостающие 100 млрд руб. инвестиций должны покрываться за счет заемных средств.

В апреле 2011 г. премьер-министр Владимир Путин объявил решение об ограничении роста стоимости электроэнергии уровнем инфляции (6—7% в год) при сохранении 15%-ного роста в год стоимости на газ (что приведет к росту стоимости органического топлива для ТЭС не менее чем на 70 млрд руб. в год). Отсюда следует, что в ближайшие годы рост объема инвестиций в генерацию свыше 200 млрд руб. за счет роста стоимости электроэнергии невозможен. Использование RAB-технологий для организаций инвестиций ограничено высоким процентом ставки на кредиты (15% годовых) и 10-летним сроком возврата средств.

В объеме инвестиций в генерацию энергии (мощности) непропорционально большая доля приходится на государственные АЭС — 50,8% (180 млрд руб.), при их доле производства всего 16%. Частные ТЭС получают 36,7% (130 млрд руб.) при доле производства электроэнергии 68%.

ТЭС на 1% производства электроэнергии получают всего 0,54% инвестиций в генерации, тогда как АЭС — уже 3,2%, или в 5,9 раза больше. При этом реальная стоимость строительства установленного киловатта АЭС дороже ТЭС только в два раза.

На оптовом рынке электроэнергии имеет место дискриминация частных генерирующих компаний ТЭС по сравнению с государственными Росэнергоатомом и РусГидро, у которых в себестоимость включена инвестиционная составляющая (около 50 млрд руб. в год). На 1% выработки размер EBITDA для ТЭС по сравнению с Росэнергоатомом и РусГидро меньше соответственно в **4,5** и в **6,2** раза

Для справки:

- рентабельность по EBITDA
- РусГидро — более 60%
- Росэнергоатом — около 50%

- доля EBITDA в 2010 г.
- ТЭС — 32%

Росэнергоатом — 42%

РусГидро — 22%

- доля выработки в 2010 г.

ТЭС — 66%

Росэнергоатом — 18%

РусГидро — 7%

ЕВИТДА на 1% выработки

ТЭС — 0,5%

Росэнергоатом — 2,3%

РусГидро — 3,1%

Технологическое состояние отрасли

Существенно снижена надежность и безаварийность электроснабжения потребителей. В последние десять лет мы стали свидетелями беспрецедентных аварий. Главные причины — человеческий фактор, а также низкий уровень управления электроэнергетическими компаниями.

Качественные показатели работы электроэнергетики в сравнении с советским периодом соответствуют уровню 1946—1976 гг. Причинами происходящего служат:

- неоптимальный режим работы электростанций;
- высокий удельный расход топлива — на 7 % выше, чем в 1990 г.;
- рост потерь электроэнергии в электрических сетях до 14 % (по нормативам — 8%);
- увеличение численности эксплуатационного персонала;
- резкое сокращение специализированного ремонта (не ремонтируются 8 ГВт мощностей в год, нет готовности к аварийным ремонтам);
- избыток установленных мощностей и оплата их потребителями (диспетчерские и технологические ограничения мощности электростанции достигают 14%);
- низкий коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) ТЭС и АЭС

КПД энергоблоков российских газовых ГРЭС в 1,5 раза ниже, чем современных парогазовых блоков, т.е. происходит варварское сжигание газа.

Государственное финансирование НИОКР в электроэнергетике (кроме атомной) по сравнению с 1990 г. сократилось в 15 раз — с 150 млн до 10 млн долл.

Доля отечественного оборудования в новых проектах уменьшилась в три раза (с 99 до 35%).

Уровень оплаты труда топ-менеджеров превышает среднеотраслевой в 70—100 раз (в советское время — в 3—5 раз).

Возможности дополнительного производства и снижения потребления электроэнергии

Суммарная мощность газовых ГРЭС, в первую очередь подлежащих реконструкции для перехода с паротурбинного на парогазовый цикл (серийные конденсационные блоки единичной мощностью 150, 200 и 300 МВт и теплофикационные блоки с турбинами Р-60-90, Т-110-130 и Т-180) составляет более 44 ГВт — почти в два раза больше, чем мощность АЭС (24 ГВт).

Реконструкция газовых ТЭС до парогазовых в три раза дешевле, а продолжительность работ по реконструкции в три раза короче, чем строительство новых энергоблоков АЭС.

На 30%, или на 15 ГВт, можно увеличить суммарную мощность реконструированных газовых блоков, расположенных там же, где АЭС (Европейская часть России и Урал). Это даст дополнительную выработку 100 млрд кВт·ч.

Рост коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) российских ТЭС и АЭС до среднеевропейских значений (на 15—20%) позволит обеспечить дополнительную выработку соответственно до 180 и 20 млрд кВт·ч в год.

Введение частотного регулирования электроприводов, а также замена старых электродвигателей и другого электроемкого оборудования снизит электропотребление в стране к 2020 г. на 100 млрд кВт·ч.

Снижение потерь электроэнергии в электросетях с 14% (112 млрд кВт·ч) до нормативных 8% (82 млрд кВт·ч) обеспечит экономию в 30 млрд кВт·ч.

Таким образом, суммарные возможности увеличения выработки на действующих (реконструированных) мощностях, а также снижение потребления электроэнергии со стороны потребителя за счет повышения энергоэффективности составляют более 400 млрд кВт·ч. (более 40% производства электроэнергии в 2010 г.).

Прогноз внутреннего потребления электроэнергии и газа

На рис. 1 и 2 показана динамика национального дохода (ВВП) и производства (потребления) в РФ (РСФСР) в 1950—2010 гг. Весь этот диапазон можно разделить на шесть периодов, в которых соотношение темпов изменения ВВП и темпов потребления (производства) электроэнергии различны.

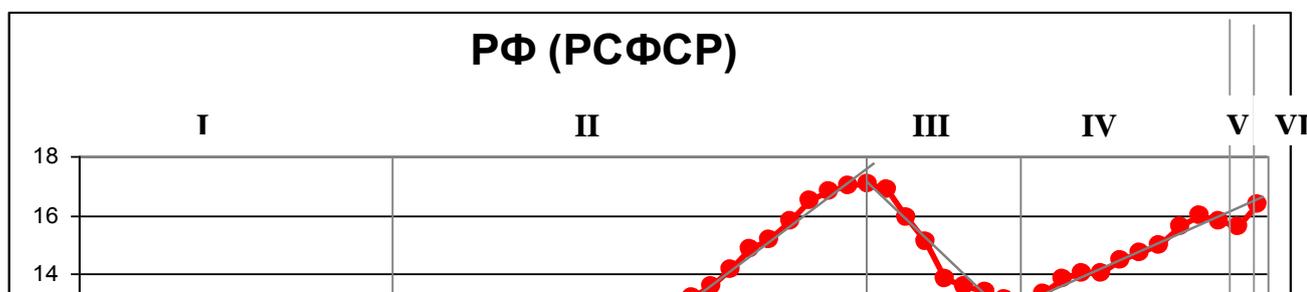


Рис. 1. Индексы изменения ВВП и потребления (производства) электроэнергии в РФ (РСФСР) к 1950 г.

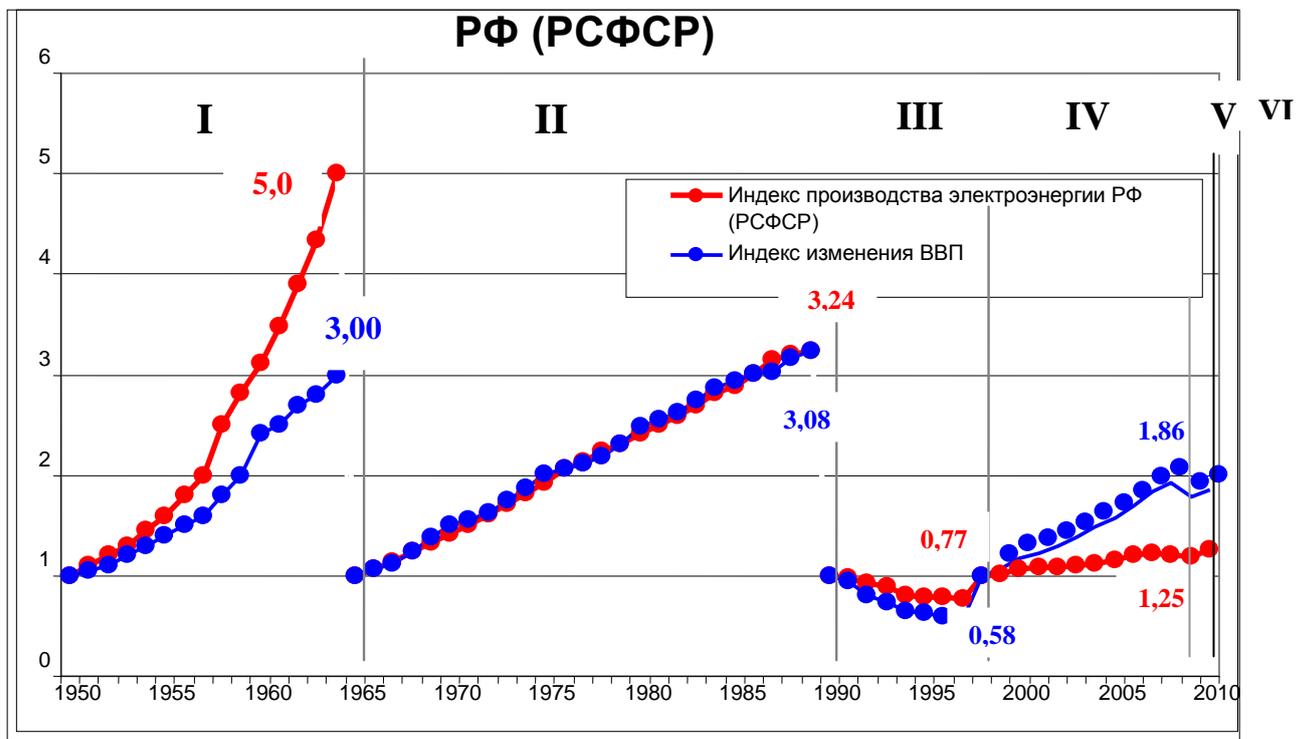


Рис. 2. Индексы потребления (производства) электроэнергии и ВВП.

I — к 1950 г.; II — к 1965 г.; III — к 1990 г.; IV — к 1999 г.

I. 1950—1964 гг. — послевоенное восстановление и ускоренная индустриализация. ВВП изменился в три раза, а потребление (производство) электроэнергии — в пять раз; в среднем на 1% роста национального дохода (ВВП) приходилось 1,7% роста потребления (производства) электроэнергии.

II. 1965—1989 гг. — экономические реформы А.Н. Косыгина, сбалансированный рост потребления (производства) электроэнергии в соответствии с государственными пятилетними планами экономического развития СССР в целом и союзных республик в частности. ВВП увеличился в 3,08 раза, а потребление (производство) электроэнергии — в 3,24 раза; в среднем на 1% роста ВВП приходилось 1,05% роста потребления (производства) электроэнергии.

III. 1990—1998 гг. — распад СССР, глубокий экономический кризис, приватизация, перестройка экономики на рыночные и квазирыночные рельсы. ВВП снизился на 42%, а потребление (производство) электроэнергии — на 23%; в среднем на 1% падения ВВП приходилось 0,55% падения потребления электроэнергии.

IV. 1999—2008 гг. — восстановление экономики страны, стабильный рост стоимости нефти и газа на мировых рынках, деиндустриализация экономики, изменение структуры ВВП (рост доли услуг до 60%, снижение доли производства до 40%). ВВП увеличился в 1,86 раза, или на 86%, а потребление (производство) электроэнергии — в 1,25 раза, или на 25%. На 1% роста ВВП приходилось всего 0,3% роста потребления (производства) электроэнергии.

V. 2008—2009 гг. — мировой экономический кризис. ВВП снизился на 7,9%, а потребление (производство) на 4,4%. На 1% падения ВВП потребление (производство) электроэнергии снизилось на 0,55%, как в 1990—1998 гг.

VI. 2010 г. — восстановление экономики после кризиса. Рост ВВП составил 4%, а рост потребления (производства) электроэнергии — 4,7%. На 1% роста ВВП пришлось 1,17% роста потребления (производства) электроэнергии. Такой опережающий рост потребления (производства) электроэнергии, с одной стороны, связан с ростом экономики страны в послекризисный период (как это было в 1999—2000 гг. после дефолта 1998 г.), с другой — с аномально холодной зимой и жарким летом: дополнительный рост потребления (производства) электроэнергии составил около 2%.

На рис. 3 показана динамика изменения ВВП и потребления (производства) электроэнергии и внутреннего потребления газа в 1990—2010 гг.

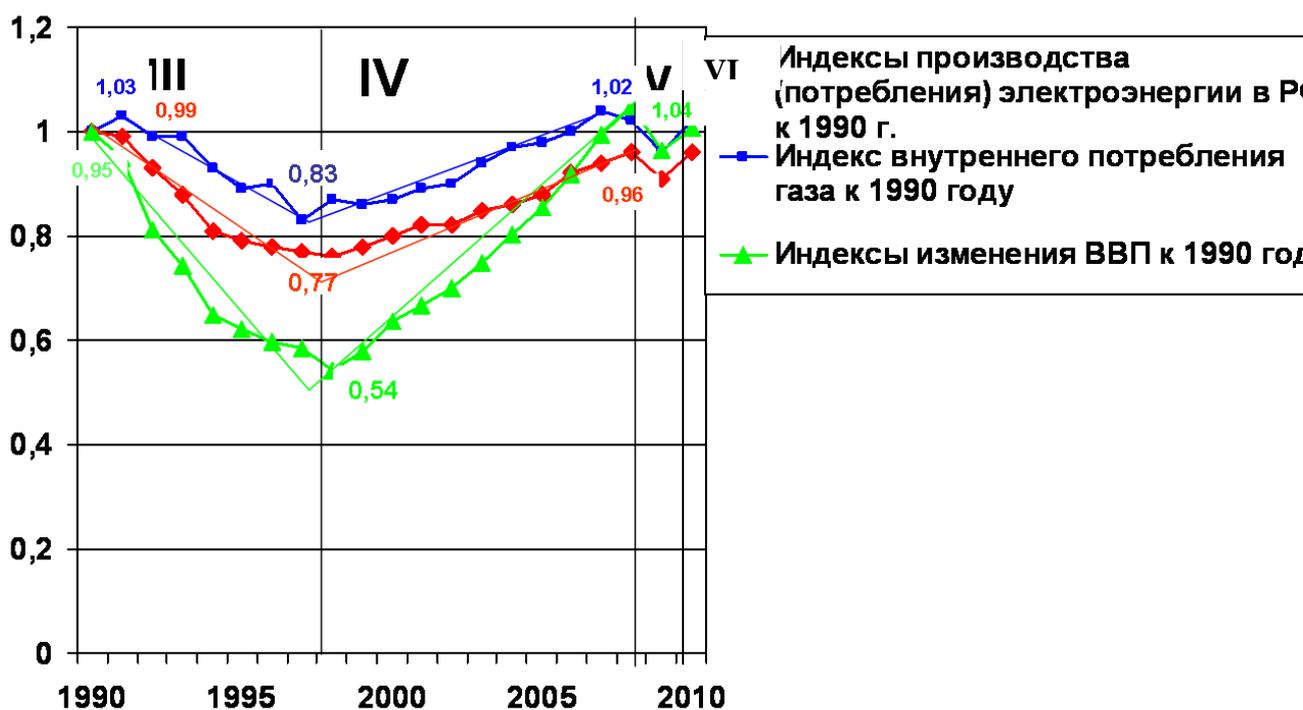


Рис. 3. Индексы изменения ВВП, потребления (производства) электроэнергии и внутреннего потребления газа.

По данным годовых изменений ВВП в фиксированных ценах и годовых изменений потребления (производства) электроэнергии и внутреннего потребления газа можно рассчитать коэффициенты эластичности потребления (производства) электроэнергии и внутреннего потребления газа к ВВП. Эти коэффициенты показывают отношение темпов годового изменения потребления (производства) электроэнергии или темпов годового изменения внутреннего потребления газа к темпам годового изменения ВВП в фиксированных ценах.

На рис. 4 показан коэффициент эластичности потребления (производства) электроэнергии к ВВП в 1950—2010 гг. Этот диапазон также можно разделить на шесть периодов, и в каждом из них среднее значение коэффициента эластичности совпадает с величинами, полученными по данным рис. 2.

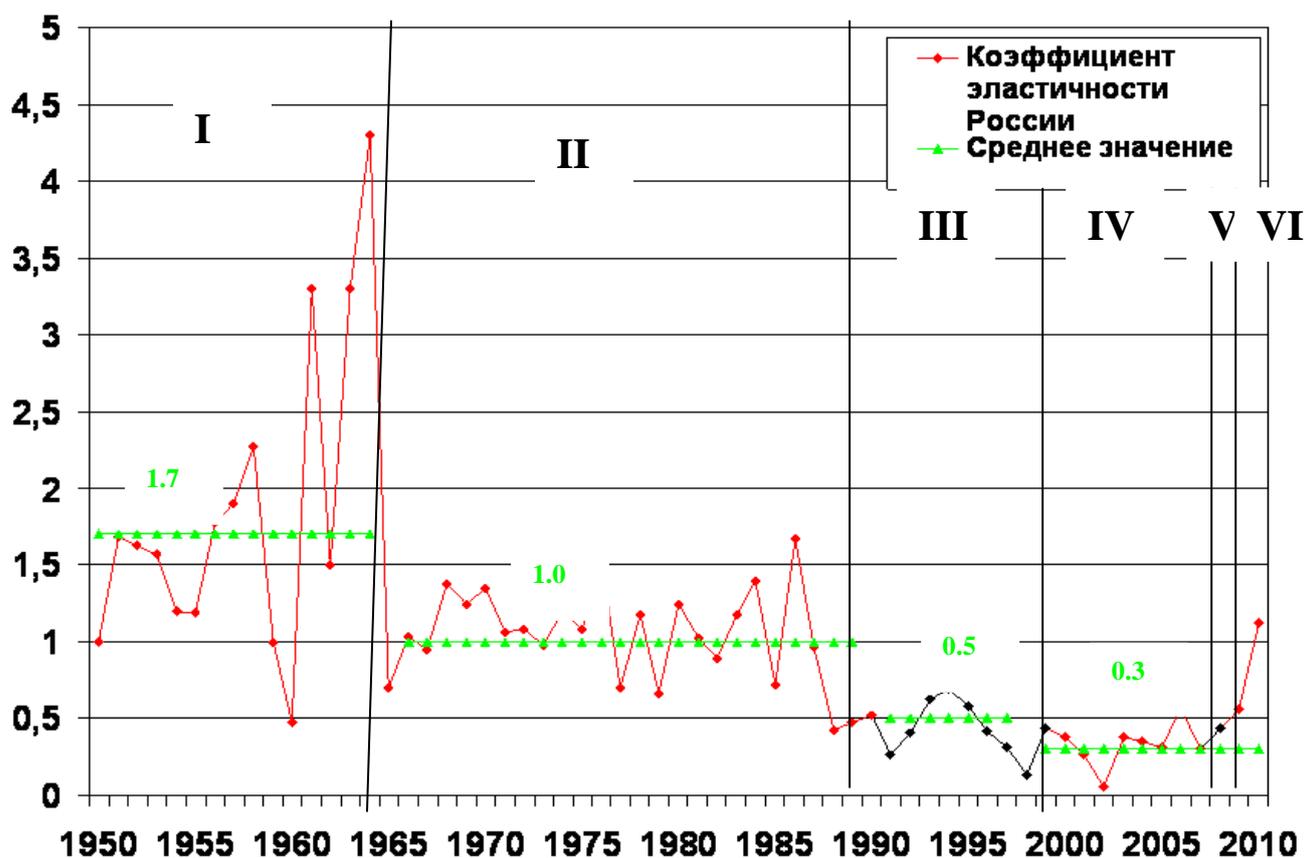


Рис. 4. Коэффициент эластичности потребления (производства) электроэнергии к ВВП

I. 1950—1965 гг. — на 1% роста ВВП приходится в среднем 1,7% роста потребления (производства) электроэнергии.

II. 1965—1990 гг. — на 1% роста ВВП — в среднем 1,05% роста потребления (производства) электроэнергии.

III. 1990—1998 гг. — на 1% падения ВВП — в среднем 0,55% падения потребления (производства) электроэнергии .

IV. 1999—2008 гг. — на 1% роста ВВП — в среднем 0,3% роста потребления (производства) электроэнергии.

V. 2008—2009 гг. — на 1% падения ВВП — 0,55% падения потребления (производства) электроэнергии.

VI. 2010 гг. — на 1% ВВП — 1,18% роста потребления (производства) электроэнергии.

На рис. 5 показан коэффициент эластичности внутреннего потребления газа к ВВП в 1990—2010 гг. Этот диапазон включает четыре периода:

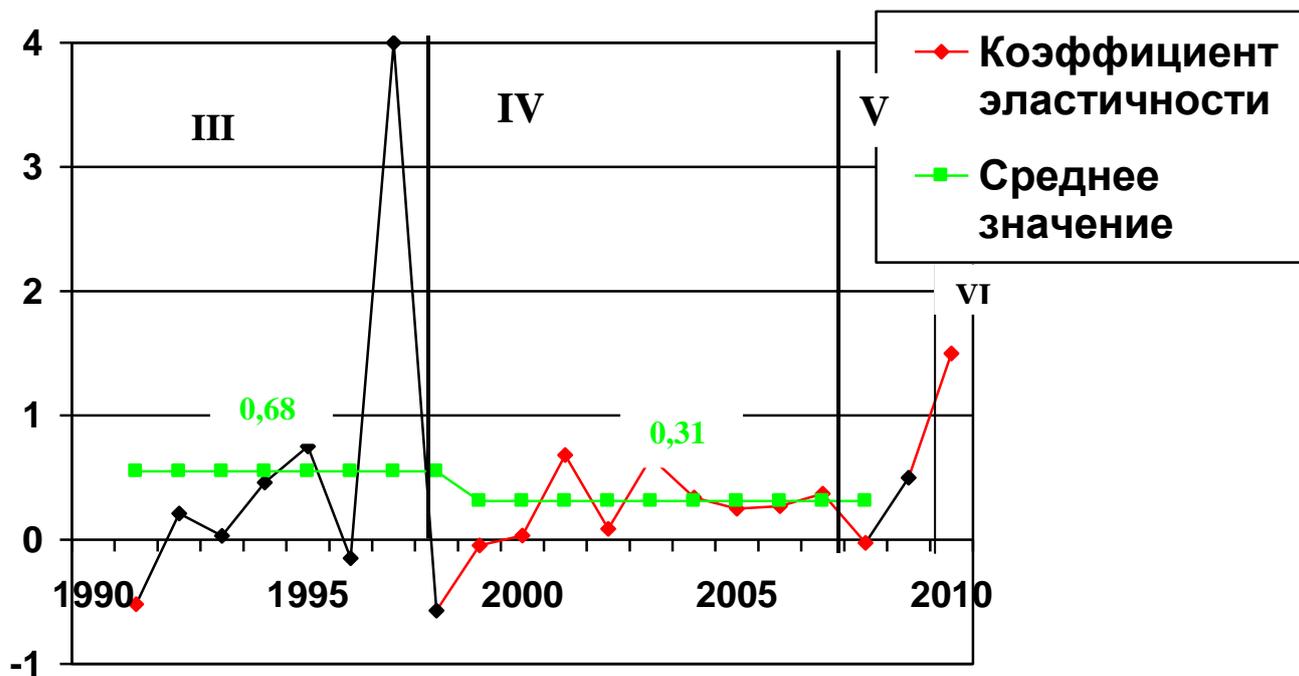


Рис. 5 Коэффициент эластичности внутреннего потребления газа к ВВП в 1990-2010 гг.

III. 1990—1998 гг. — период падения ВВП, на 1% падения ВВП потребление газа падает в среднем на 0,68%.

IV. 1999—2008 гг. — период роста ВВП, на 1% роста ВВП потребление газа растет в среднем на 0,31%.

V. 2009 г. — падение ВВП (период мирового кризиса), на 1% падения ВВП потребление газа падает на 0,51% (значение, близкое к среднему в III периоде).

VI. 2010 г. — восстановительный рост ВВП, на 1% роста ВВП пришлось 1,5% роста потребления газа. Такой высокий рост потребления газа к темпу роста ВВП связан, с одной стороны, с ускоренным темпом восстановления экономики страны, с другой — аномально жарким летом и холодной зимой.

Таким образом, в России среднегодовые темпы внутреннего потребления электроэнергии и газа однозначно зависят от среднегодового темпа изменения ВВП. В период роста ВВП (1999—2008 гг.) на 1% роста ВВП в среднем приходилось 0,3% роста потребления электроэнергии и газа (см. рис. 1— 5).

2.4. Строительство энергообъектов до 2020 г.

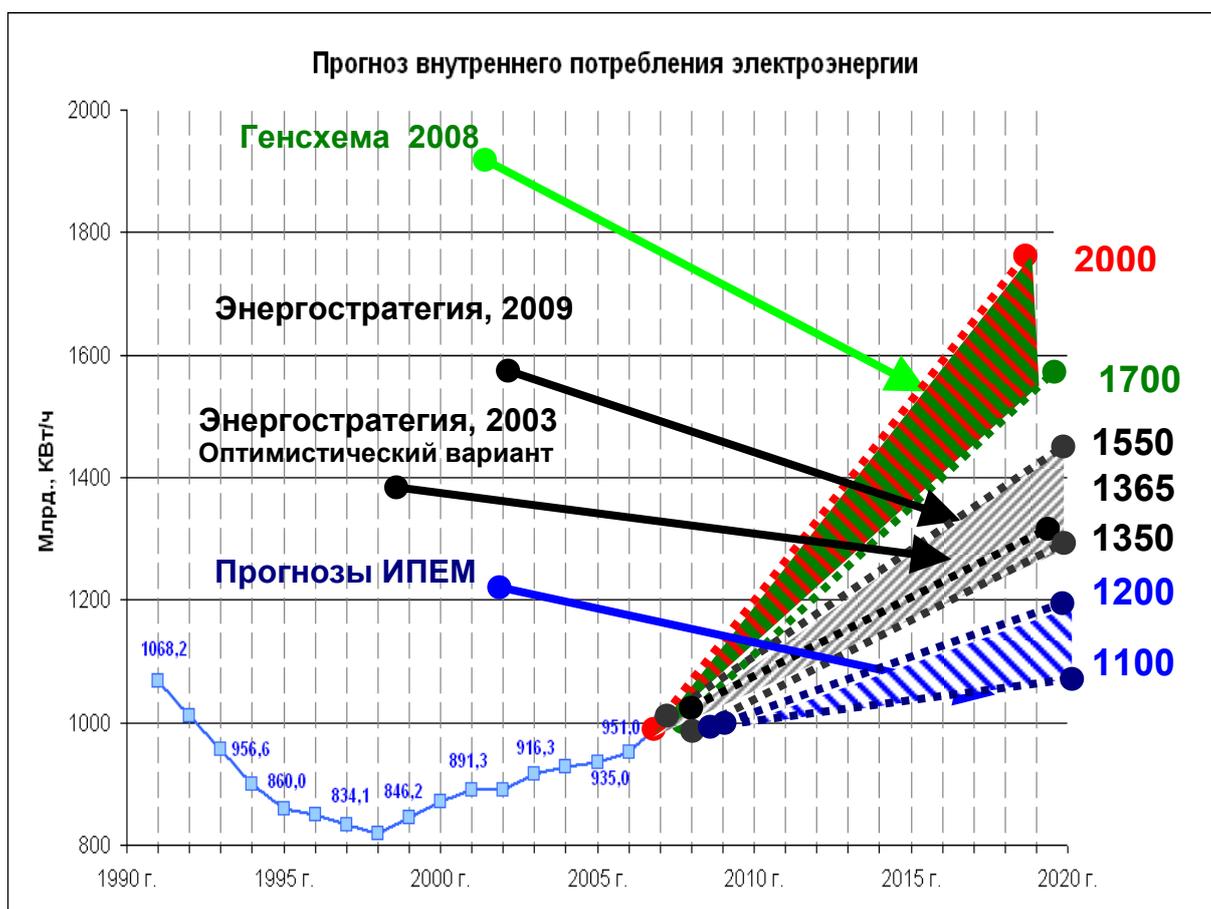
Средний коэффициент эластичности потребления электроэнергии к ВВП, равный 0,3, означает, что при максимальном ежегодном росте ВВП 5% (прогноз Минэкономразвития на 2020 г.) рост потребления (производства) электроэнергии будет на уровне не более 1,5%. Реальные значения, скорее всего, составят

соответственно не более 10—12 и 1%. Это связано с тем, что, во-первых, растущая стоимость электроэнергии будет более эффективно, чем в 1999—2008 гг., ограничивать ее потребление, во-вторых, высока вероятность наступления экономического кризиса (соответственно электропотребление будет падать на 4—5% в течение 1—2 лет) в период до 2020 г. За последние 20 лет экономический кризис в стране случался три раза (1990—1991, 1998, 2008 гг.).

Рост потребления (производства) электроэнергии 1,5% (на 16,8 млрд кВт·ч) в год, или не более 1200 млрд кВт·ч до 2020 г., соответствует вводу 3 ГВт новых мощностей в год, а с учетом энергосбережения — 2 ГВт.

До 2020 г. необходимо строительство максимум трех новых (убрать) 30 ГВт мощностей вместо 70—100 ГВт по Энергостратегии-2009 и 186—225 ГВт по Генсхеме-2008 г.

На рис. 6 показаны прогноз производства электроэнергии до 2020 г. по различным программам и оптимистичный вариант Энергостратегии-2003. Видно, что прогнозы Генсхемы-2008 и Энергостратегии-2009 завышены по отношению к прогнозам ИПЕМ соответственно минимум в четыре и два раза.



При средней стоимости 1 ГВт не менее 2,3 млрд долл. необходимо 70 млрд долл. (не менее 2,1 трлн руб.) до 2020 г., или 210 млрд руб. в год, на новое строительство. Кроме того, реконструкция газовых ТЭС (ГРЭС) даст дополнительно 15 ГВт мощности, которые необходимы для покрытия снимаемых с эксплуатации 15 ГВт мощностей старых ТЭС, построенных до 1960 г. При средней стоимости реконструкции 1 ГВт, равной 1 млрд долл. необходимо 15 млрд долл. (450 млрд руб.) до 2020 г., или 45 млрд руб. в год (в ценах 2010 г.).

Общая сумма инвестиций в генерацию до 2020 г. должна составить не менее 2,5 трлн руб., или минимум 250 млрд руб. в год (в ценах 2010 г.). В 2010 г. генерирующие компании с рынка электроэнергии и мощности должны были получить около 200 млрд руб. инвестиций (см. раздел «Ситуация в 2010—2011 гг.»), т.е. наблюдается дефицит инвестиций как минимум 50 млрд руб. в год, или не менее 500 млрд руб. до 2020 г. Это означает, что необходимо либо уменьшить инвестиционную программу генерации, либо повысить эффективность ее реализации на 20%. Фактические результаты будут хуже, т.к. названные значения рассчитывались без учета целого ряда факторов, включая стоимость заемных денег, которые необходимы для обеспечения увеличенного объема инвестиций в первой половине этого десятилетия.

Объем инвестиций, требуемых для реконструкции и развития сетевого хозяйства можно оценить, исходя из сегодняшнего уровня финансирования этих задач. В 2010 г. инвестиции в ФСК и МРСК составляли соответственно 200 млрд и 150 млрд руб. Наиболее вероятно, что рост стоимости электроэнергии будет ограничиваться инфляцией, тогда объем инвестиций до 2020 г. в ФСК составит 2 трлн руб., в МРСК — 1,5 трлн руб.

Общий объем инвестиций в предлагаемую программу развития электроэнергетики будет равняться 6 трлн руб. (2,5 + 2 + 1,5) вместо 20,5 трлн руб., предусмотренных в Генсхеме-2008, и 11 трлн руб. — в Энергостратегии-2009.

В последнюю пятилетку перед распадом СССР (1986—1990 гг.) в РСФСР вводилось в среднем 5 ГВт новых мощностей в год. Сегодняшний уровень управления электроэнергетическими компаниями, а также состояние проектных, строительно-монтажных, энергомашиностроительных и электротехнических предприятий не могут обеспечить ввод более 5 ГВт мощностей в год с соответствующей сетевой инфраструктурой. В ближайшие 10 лет возможно введение максимум 3—4 ГВт мощностей в год. Это является еще одним ограничителем программы развития электроэнергетики как в части генерации, так и в строительстве и реконструкции сетей.

В прогнозе электропотребления важен прогноз пиковых и полупиковых нагрузок. На основании прогнозируемых данных должны планироваться состав оборудования и соотношение базовых, пиковых и полупиковых нагрузок. Сегодня этого не происходит. Строительство АЭС по проектам, предусматривающим возможность работы в полупиковой и пиковой части нагрузок, приведет к еще большему увеличению стоимости как их строительства, так и эксплуатации.

По критерию замещения газа в электроэнергетике *равновесная стоимость* строительства АЭС для покрытия базовой части нагрузок равна 2500 долл. за 1 кВт установленной мощности при условии продолжительности строительства от начала первого бетона до ввода в промышленную

эксплуатацию не более пяти лет (Приложение 1). Сегодня цена строительства АЭС составляет 4500—5000 долл. за 1 кВт установленной мощности, а сроки — 7—8 лет, что разоряет Россию.

Отсутствует жесткая координация планирования электропотребления, развития генерирующих мощностей, электросетевого комплекса, газотранспортной системы, железных дорог, водных путей, автодорог.

Существенно снижена эффективность капитального строительства и инвестиционного процесса в целом за счет необоснованного включения завышенной инвестиционной составляющей в стоимость электрической и тепловой энергии.

Инвестиционные риски перенесены на потребителей электроэнергии.

Стоимость электроэнергии и газа внутри страны и за ее пределами

Сравнение стоимости электроэнергии и газа для внутреннего потребления в России и в других странах должно проводиться не по рублевому курсу доллара (евро), определенному Центробанком, что экономически неграмотно, а по ППС доллара по всему ВВП. Например, в 2010 г. вместо 30,5 руб. следует использовать значение ППС, равное 16 руб. (данные Росстата, см. Приложение 2). В 2011 г. стоимость газа в 2900—3900 руб. за 1000 м³ соответствует 180—240 ППС, т.е. достигла с Евросоюзом равновесной цены — 220—240 долл. за 1000 м³. Дальнейший рост цены газа на 15% в год до 2014 г. (программа доведения стоимости газа до равновесной с ЕС в соответствии с банковским курсом доллара) ошибочен. Но этот рост на открытом рынке автоматически приводит к росту стоимости электроэнергии на 15%, т.к. в себестоимости электроэнергии газовых ТЭС (без мощности) стоимость газа составляет примерно 95%.

В 2010 г. на оптовом рынке электроэнергии стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, вырабатываемой АЭС, составляла 1,1 руб., или 0,069 ППС. Для сравнения, цена электроэнергии, получаемой от АЭС, в США равнялась 0,018 долл. — в 3,8 раза меньше, чем в России.

В 2011 г. 1 кВт·ч электроэнергии в России стоит 2,8—5,2 руб., или 0,18—0,33 ППС в первой ценовой зоне (Европейская часть и Урал), и 1,8—3 руб., или 0,1—0,19 ППС во второй ценовой зоне (Сибирь, Дальний Восток). В США в 2010 г. стоимость 1 кВт·ч для промышленности была равна 0,067 долл., для коммерческих предприятий — 0,1 долл., для населения — 0,11 долл. В странах ЕС — в среднем в два раза дороже. Таким образом, в России по сравнению с США, ЕС и другими развитыми странами цена электроэнергии выше для промышленных потребителей в 1,5—5 раз, для населения — в 1—2 раза.

В России сбалансированная цена на электроэнергию для различных потребителей должна соответствовать средним ценам в США для таких же потребителей, т.е. не превышать 1,8 руб. за 1 кВт·ч (в ценах 2010 г.). Это объясняется тем, что Россия, как и США, имеет полностью собственное топливообеспечение для электростанций.

Ориентиром для предельно высокого уровня цены на электроэнергию для различных потребителей в России может стать средний уровень цен в ЕС. Большинство стран ЕС импортируют энергоносители для электростанций и поэтому имеют существенные

дополнительные затраты на их транспортировку. Кроме того, у них цена газа на 30% выше из-за акциза, который Россия устанавливает на экспорт газа. Соответственно для России самая высокая цена 1 кВт·ч не должна быть выше 2,1 руб. для промышленности и 3,6 руб. для населения (в ценах 2010 г.).

Однако в 2011г. этот уровень цен уже превышен в 1,5 раза для промышленности и коммерческих предприятий, как следствие — внутреннее производство становится неконкурентоспособным. Кроме того, существующее положение вызывает резкое негативное отношение населения и бизнеса, не связанного с ТЭК, к отрасли, а президент и премьер-министр не могут получить вразумительного ответа на вопрос «Почему же растет цена на электроэнергию?» ни от руководителей отрасли, ни от экспертного сообщества.

В настоящее время все три характеристики, определяющие качество функционирования электроэнергетики (надежность и безаварийность энергоснабжения, доступность подключения к энергосистеме и стоимость электроэнергии) находятся в неудовлетворительном состоянии. Ни одна из заявленных РАО «ЕЭС России» накануне реформы электроэнергетики целей не была реализована.

ПРИЧИНЫ

Управление

Существующая система управления отраслью со стороны министерств, ведомств и госкомпаний (Минэнерго, Минэкономразвития, ФСТ, ФАС, Ростехнадзор, Росатом, ФСК, МРСК и др.) требует изменений, поскольку она неэффективна.

Рынок электроэнергии и мощности

Оптовый рынок электроэнергии и мощности является рынком для производителя. Потребитель получает фиксированную цену, которую предлагают энергосбытовые компании.

Эффективностью работы всей энергосистемы никто не занимается, системный оператор отвечает только за надежность энергоснабжения.

Все участники рынка электроэнергии и мощности, кроме потребителей, заинтересованы в росте цен своих долей, из которых складывается стоимость электроэнергии. Отсутствует механизм, ограничивающий рост этих цен.

Практически нет учета потребления реактивной мощности, во многих случаях отсутствуют системы компенсации, что приводит к росту сверхнормативных потерь.

Долгосрочные договоры на поставку электроэнергии, которые, как предполагалось, будут обеспечивать долговременный прогноз развития рынка, оказались невостребованными из-за постоянно меняющихся цен на топливо и соответственно на электроэнергию.

Правила оптового рынка электроэнергии и мощности не стимулируют проведение реконструкции газовых ТЭС, а формируют тренд для массового строительства дорогостоящих АЭС и ГЭС. При этом стоимость большинства инвестиционных проектов в электроэнергетике завышена на 20—70%.

- По правилам оптового рынка продажная цена электроэнергии на сутки вперед устанавливается по наибольшей (маржинальной) цене, которую указывает последний отбираемый поставщик. В первой ценовой зоне в этой роли практически всегда оказываются газовые ТЭС, во второй — угольные ТЭС. Это связано с тем, что ежегодный рост регулируемой стоимости газа на 15—20% и соответствующий рост стоимости энергетического угля (рынок энергетического угля монопольный) автоматически приводит к росту стоимости электроэнергии этих ТЭС на те же 15—20%. ГЭС и АЭС не используют органическое топливо, поэтому рост маржинальной стоимости электроэнергии на оптовом рынке стимулирует необоснованный рост цены электроэнергии от этих станций. В результате за последние три года ГЭС и АЭС увеличили чистую прибыль соответственно на 122 и 49%.

Сегодня контроль за установлением цены ядерного топлива для АЭС передан Росатому, органу управления атомной энергетикой. Это значит, что независимый контроль за ценообразованием отсутствует. С другой стороны, ежегодный темп роста стоимости электроэнергии АЭС, привязанный к 15%-ному росту регулируемой стоимости газа (через маржинальную цену на электроэнергию газовых ТЭС) позволяет наращивать затраты на издержки и обеспечивать не менее 15% ежегодного роста стоимости ядерного топлива. К сожалению, в отличие от стоимости газа, стоимость ядерного топлива в открытой печати не публикуется. На самом деле цена ядерного топлива внутри страны должна быть сопоставима с мировой (если рассчитывать ее через значение ППС) и приблизительно в два раза меньше (если рассчитывать ее с использованием курса доллара, установленного Центробанком).

Для исправления ситуации необходимо перевести Росэнергоатом и РусГидро на регулируемый тариф с обоснованной рентабельностью. Это позволит снизить оптовые цены на электроэнергию (мощность), дорожающую из-за ежегодного роста стоимости газа, за счет разбавления более дешевой электроэнергией АЭС и ГЭС. Аналогичная схема действует в Украине.

Обеспечение допуска независимых поставщиков газа к газотранспортной системе может снизить цену газа для ТЭС на 10—15% относительно цены ФСТ.

Для увеличения эффективности угольных ТЭС следует создать реальный конкурентный рынок энергетических углей либо ввести регулируемую цену на энергетический уголь для монопольного поставщика.

Стоимость услуг на транспортирование электроэнергии по сетям ФСК и МРСК регулируется ФСТ. Сегодня она существенно завышена. В 2010 г. электросетевые компании получили чистую прибыль в размере 107 млрд руб. Следует также отметить, что ФСТ и Минэнерго практически не контролируют в этих компаниях издержки при эксплуатации сетей и эффективность реализации огромной инвестиционной программы (350 млрд руб.).

Услуги распределительной сети низкого напряжения предоставляются муниципальными организациями, подчиняющимися местным органам власти. Стоимость их услуг устанавливается региональными энергетическими комиссиями и часто абсолютно бесконтрольно.

Следует пересмотреть план строительства генерирующих компаний — достаточно построить 7—8 (по числу Федеральных округов) вместо 22. Необходимо также установить конечную стоимость на электроэнергию на несколько лет вперед, ввести предельные цены на все услуги и оборудование. Электроэнергетические компании должны быть открыты, информация о структуре цены их услуг должна быть доступна для всех, чтобы можно было вести постоянный анализ и контроль. Термин «коммерческая тайна» должен быть исключен из делового оборота. Для последнего утверждения, как мне кажется, уместно перифразировать замечательное высказывание М.Е. Салтыкова-Щедрина: «Горе — думается мне — той отрасли, в которой и компании, и смежники безнужно скулят о том, что коммерческая тайна священна! Наверное, в отрасли сей имеет произойти неслыханное воровство».

Энергетическая стратегия, инвестиции, строительство

Энергостратегия-2009 в части электроэнергетики — абсурдна. Темп роста потребления электроэнергии завышен минимум в два—три раза. Соответственно завышена и инвестиционная программа электроэнергетики. Каждый необоснованный процент роста потребления электроэнергии за 10 лет потребует дополнительных инвестиций в новое строительство в размере 200 млрд руб.

Принятую инвестпрограмму невозможно реализовать, т.к. имеющиеся финансовые, проектные и строительно-монтажные ресурсы достаточны для выполнения только половины задуманного. Низкая квалификация топ-менеджеров госкомпаний может обеспечить реализацию всего 35—40% принятых положений.

Строительство новых АЭС существенно дороже строительства ТЭС и неэффективно. Поэтому политическое решение об увеличении доли атомной энергетики с 16 до 25% до 2030 г. не имеет обоснования. Для сохранения доли АЭС в производстве электроэнергии внутри страны и обеспечения референтности новых проектов АЭС, которые Росатом предлагает строить за рубежом, необходимо построить не более 10-12 ГВт мощностей АЭС до 2030 г. При этом дополнительные затраты сверх *равновесной* цены АЭС (см. Приложение 1) должны покрываться за счет государственного бюджета, а не за счет участников рынка — тепловой генерации и потребителей.

Для реализации программы договоров на поставку мощности (ДПМ) стоимостью 1,8 трлн руб. (28 ГВт до 2018 г.) частные генерирующие компании согласовали с Минэкономразвития получение долгосрочного кредита в Сбербанке, ВТБ и др. из расчета 15% годовых. И это при высокой надежности заемщиков, инвестиционного характера кредита и прогнозируемой годовой инфляции не более 6-7%. Снижение процентной ставки кредита до уровня инфляции уменьшит нагрузку на стоимость электроэнергии не менее чем на 30 млрд руб. в год. К тому же, где же собственные средства генерирующих компаний, которые были предусмотрены как инвестиции (около 500 млрд руб., а по заявлениям А. Чубайса в 2008 г. — 800—1000 млрд руб.)?

В европейской части и Урале в большинстве случаев нагрузка регулируется за счет работы энергоблоков ТЭС. При работе в пиковом и полупиковом режиме на многих энергоблоках удельный расход топлива возрастает до 25%. Если заданный режим работы не соответствует требованиям производителя оборудования, снижается надежность работы энергоблоков. Однако в программе строительство пиковых энергоблоков не предусмотрено.

Потери в сетях составляют 14% при норме не более 8%. При потреблении 1 трлн кВт·ч на сверхнормативные потери расходуется 30 млрд кВт·ч. Сетевым компаниям необходимо разработать программу по снижению потерь, связав ее с объемом инвестиций. Следует иметь в виду, что в энергосети инвестируются огромные средства: в 2010 г. объем финансирования ФСК и МРСК составлял соответственно 200 и 150 млрд руб. Контроль за исполнением инвестпрограмм. Минэнерго России осуществляет из ряда вон плохо.

Сбыт

Во всем мире энергосбытовые компании работают за надбавку в **2—5%**. У российских сбытовых компаний, кроме этой надбавки, есть еще существенный маржинальный доход от перепродажи электроэнергии и мощности. От **70 млрд до 90 млрд руб.** в год сбытовые компании получают за счет манипуляций с продажей мощности потребителям в часы несовмещенных пиковых нагрузок. От **7 млрд до 10 млрд руб.** оседает в сбытовых компаниях за счет снижения платы за мощность при неплановой остановке генерирующего оборудования. Эти средства во многих случаях не транслируются потребителем.

Количество сбытовых компаний и гарантирующих поставщиков превысило все мыслимые значения — около 5000 предприятий. Полностью потерял контроль регионов за их деятельностью. Действительно необходимы не более 500 компаний, в противном случае губернаторы, ответственные за ограничение цен на электроэнергию, не будут иметь рычагов за их контролем.

ВЫВОДЫ

1. Реформа электроэнергетики не привела к достижению ожидаемых результатов ни по одному из основных параметров. В отношении надежности энергоснабжения и безопасности функционирования энергосистемы мы оказались свидетелями череды крупных аварий, происшедших в последнее десятилетие. Не обеспечена доступность подключения мощности. Цена электроэнергии для промышленных потребителей и населения России по сравнению с США, ЕС и другими развитыми странами оказалась выше в 1,5—5 раз для промышленных потребителей и в 1—2 раза для населения.
2. Сравнение стоимости электроэнергии и газа для внутреннего потребления в России и в других странах должно проводиться не по курсу доллара (евро) ЦБ, а по ППС доллара к ВВП, например: в 2010 г. вместо 30,5 руб./долл по курсу Центробанка необходимо использовать значение значение ППС доллара, равное 16 руб.

3. В России темп изменения ВВП и темп внутреннего потребления электроэнергии и газа тесно связаны. В период роста ВВП (1999-2008гг.) на 1% роста ВВП приходилось 0,3% роста потребления электроэнергии и газа.
4. В России в целом нет дефицита электроэнергии. На душу населения производится на 10% больше электроэнергии, чем в «старых» странах ЕС и на 35% больше чем в «новых».
5. Завышение планов строительства новых генерирующих мощностей влечет за собой необоснованный рост тарифов на электроэнергию. В Энергостратегии-2009 планы нового строительства в два раза превышают потребности.
6. В качестве первоочередных мер, способных сбалансировать тарифы на электроэнергию, можно назвать следующие:
 - перевод Росэнергоатома и РусГидро на регулируемые тарифы с обоснованной рентабельностью;
 - пересмотр Энергостратегии-2009 в части электроэнергетики, сокращение объемов инвестиций, предусмотренных до 2020 г., с 11 трлн. до 6 трлн. руб. в ценах 2010г.;
 - обеспечение реконструкции более 44 ГВт действующих газовых ТЭС;
 - снятие с эксплуатации старых блоков мощностью 15 ГВт, построенных до 1960 г.;
 - строительство не более 30ГВт генерирующих мощностей
7. Усиление контроля за издержками на всех этапах строительства и эксплуатации объектов электроэнергетики.

Приложение 1

В ближайшие 10—15 лет уменьшение доли газа при производстве электроэнергии в европейской части России можно обеспечить путем строительства новых АЭС и модернизации действующих паротурбинных блоков до парогазовых, в первую очередь серийных конденсационных блоков — 150—200 и 300 МВт, и теплофикационных блоков с турбинами Р-60-90, Т-110-130 и Т-180, суммарная электрическая мощность которых составляет более 44 ГВт. Исходя из критерия максимального возврата газа, можно оценить эффективность инвестиций из федерального бюджета в эти два направления.

1. Энергоблок АЭС мощностью 1 ГВт в среднем производит 7,5 млрд кВт·ч (при КИУМ 86%) и высвобождает 2,4 млрд м³ газа для производства аналогичного объема электроэнергии на газовый паротурбинных блоках. Время строительства одного блока АЭС мощностью 1 ГВт — не менее 7 лет. Сегодня стоимость строительства новых блоков АЭС в России такова: 1 кВт — более 4500—5000 \$ ЦБ

2. Реконструкция паротурбинных блоков до парогазовых снижает потребление газа в 1,5 раза, или на 0,8 млрд м³ газа. Стоимость строительства парогазовых блоков — 1 КВт — менее 1500 долл., стоимость реконструкции серийных паротурбинных блоков до парогазовых минимум в 1,5 раза ниже, чем новое строительство, — 1 КВт — около 1000 \$. Время реконструкции 1 ГВт мощности — не более 1,5 года.

3. Оценка эффективности инвестиций показала, что новое строительство АЭС по сравнению с реконструкцией паротурбинных блоков до парогазовых по критерию максимального возврата газа эффективно только при стоимости 1 КВт менее чем 2500 \$ и сроке строительства не более 5 лет или менее, чем 2200 \$ за 1 КВт при сроке строительства 6 лет. В этом случае АЭС через 13,5 года начнет высвобождать больше газа, чем реконструированные паротурбинные блоки.

Приложение 2

Методологические пояснения из Российского статистического ежегодника за 2010 г. (Росстат, с. 802)

Для повышения достоверности результатов международных сопоставлений Статистический отдел ООН в сотрудничестве с другими международными организациями (в частности, с Всемирным банком), национальными статистическими службами и исследовательскими организациями (в частности, с Группой международных сопоставлений Университета Пенсильвании) разработали в конце 1960-х гг. программу международных сопоставлений (ПМС). Этот проект был основан на расчете паритетов покупательной способности (ППС) национальных валют.

Принятие ПМС связано с тем, что пересчет национальных стоимостных показателей в единую валюту на основании валютных курсов ЦБ РФ неадекватно отражает сравнительную покупательную способность национальной валюты на внутреннем рынке. Пересчет ВВП по валютному курсу в странах переходного периода и в развивающихся странах приводит к искажению данных по следующим причинам:

- фактический валютный курс не отражает исходный экономический потенциал;

- динамика изменения курса не совпадает с динамикой инфляции на внутреннем рынке;
- ежедневные колебания валютного курса носят спекулятивный характер и др.

Предыдущие этапы ПМС проводились за базисные 1970, 1973, 1975, 1980, 1985, 1993, 2005 гг. С 1980 г. международные сопоставления проводятся по региональному принципу один раз в 3—5 лет. Европейские страны участвуют в Европейской программе сопоставлений (ЕПС, раунды 1980, 1985, 1990, 1993, 1996, 1999, 2002, 2005 и 2008 гг.). Сопоставления за 2005 г., помимо ЕПС с участием стран ОЭСР, Европейского союза и СНГ, охватывали и другие страны мира с участием 146 стран.

ППС представляет собой количество единиц валюты, необходимой для покупки некоторого стандартного набора товаров и услуг, например представляющий весь внутренний валовой продукт страны, который можно купить за одну денежную единицу базовой страны (или одну единицу общей валюты группы стран). В странах Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР) принят паритет покупательной способности (ППС) доллара. В Евросоюзе стандарты покупательной силы (СПС) эквивалентны понятию евро.

В России ППС доллара рассчитывается Росстатом по единой международной методике. Например в 2010 г. эта величина составила 15,98 руб., по данным Росстата в январе 2011 г., и 15,93 руб., по данным <http://oecd.ru.org>. Видно, что точность расчета высокая, отличие — второй знак после запятой.

На рис. 6. Показана среднегодовая стоимость доллара по курсу ЦБ и ППС доллара по всему ВВП (данные Росстата), а также отношение ППС доллара к стоимости доллара по курсу ЦБ в 2005—2010 гг.

Среднегодовое изменение потребления (производства) электроэнергии и внутреннего потребления газа (см. рис. 1—5) однозначно зависит от изменения ВВП. Отсюда можно сделать вывод: сопоставление стоимости электроэнергии и газа внутри страны и в других страна, должно проводиться по значениям ППС доллара, рассчитанным по всему ВВП.

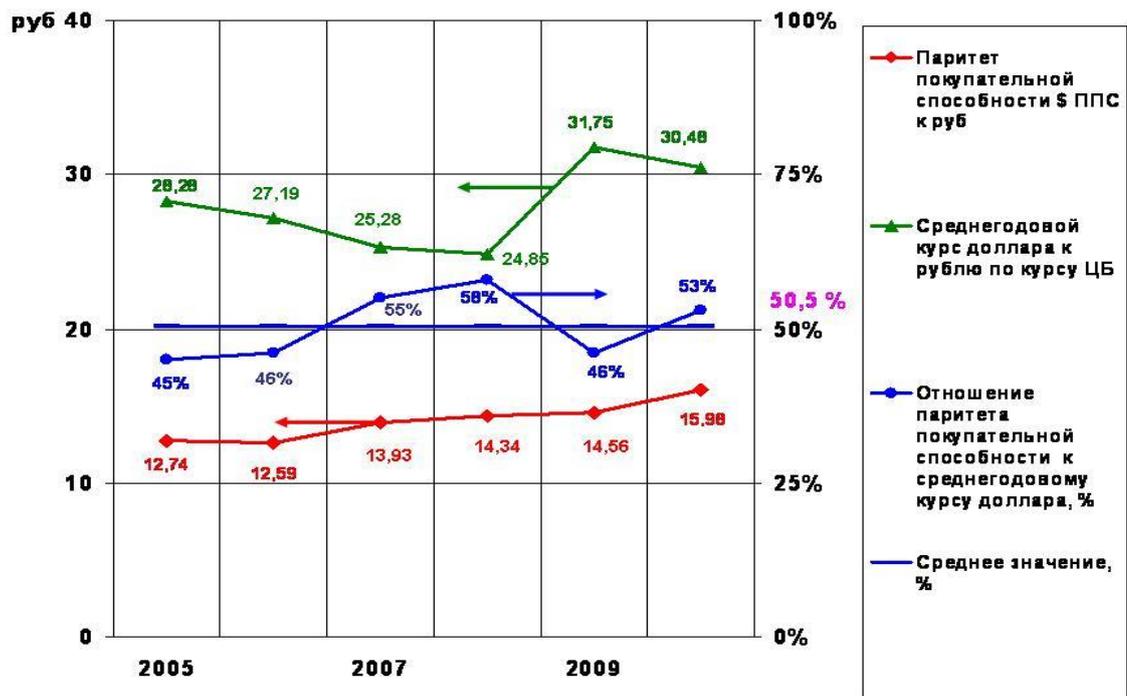


Рис. 6. Соотношение ППС к среднегодовому курсу доллара, установленному Центробанком

Приложение 3. О развитии энергоемких предприятий в России.



Во всем мире электроемкое производство (цветные металлы, черные металлургия и др.) обычно расположены вблизи ГЭС, являющихся производителями дешевой электроэнергии. В России это регионы Центральной Сибири (Иркутская, Красноярская, Кемеровская области), где находятся ГЭС общей мощностью 25 ГВт. От них до тихоокеанских портов 3—3,5 тыс. км, до черноморских и балтийских 4,5 тыс. км.

Для сравнения, в Китае от ГЭС мощностью около 120 ГВт до тихоокеанских портов всего 0,8—1 тыс. км. Поэтому на вопрос: «Кто будет контролировать уровень цен и объем производства товаров с большой долей стоимости электроэнергии в них?», ответ однозначный — Китай. И даже сверхвыгодные налоговые условия, толлинговые схемы ситуации не изменят. Отсюда следует, что строительство ГЭС в этих регионах с развитием электроемкого производства будет тем более неконкурентоспособно по сравнению с Китаем.

Список использованной литературы:

- 1) Российский статистический Ежегодник. Официальное издание 2010г.
- 2) А.Н. Пономаренко «Ретроспективные национальные счета России 1961-1990», Москва, издательство «Финансы и статистика», 2002 г.
- 3) Энергетика в России: взгляд в будущее. Обосновывающие материалы к Энергетической стратегии России на период до 2030 года. Москва, 2010 г.