

Ю.В. Синяк, А.С. Некрасов, С.А. Воронина,  
В.В. Семикашев, А.Ю. Колтаков

## ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС РОССИИ: ВОЗМОЖНОСТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ

*В статье рассматриваются макроэкономические прогнозы развития ТЭК России до 2030-2040 гг., основанные на прогнозах экономического развития страны (разработанных в ИНИП РАН), прогнозных оценках экономики добычи основных видов топлива, участия России в обеспечении мировых потребностей в нефти и газе, прогресса в освоении новых источников энергии. Показано, что в рассматриваемой перспективе выбросы углекислого газа объектами ТЭК в соответствии с ожидаемым спросом на энергоносители и предполагаемыми изменениями в структуре и технологической базе ТЭК не превысят уровня 1990 г., зафиксированного в Киотском протоколе. Показано, что ежегодные объемы инвестиций в ТЭК к 2030 г. должны, по крайней мере, удвоиться по сравнению с требуемыми в 2000-2010 гг., а к 2040 г. – возрасти еще на 15-20%.*

Топливо-энергетический комплекс (ТЭК) в структуре экономики России занимает гораздо большую долю, чем в развитых странах. В России ТЭК не только выполняет инфраструктурную функцию (снабжения энергией и топливом), но и является центральным комплексом национальной экономики, обеспечивая существенную часть доходов страны – две трети экспортных доходов, более 40% налоговых доходов бюджета и около 30% ВВП. Поэтому перспективам развития этого комплекса неизменно уделяется повышенное внимание.

**Внешние и внутренние проблемы развития ТЭК России.** На ближайшие десятилетия основные проблемы и тенденции развития мировой энергетики (и российского ТЭК как составной части этой большой системы) следующие:

– выход к 2030 г. мировой добычи нефти на максимальный уровень после 2020 г. При этом речь может идти, скорее, об экономическом феномене, а не о физическом истощении ресурсов нефти. Вследствие этого процесса цены на нефть на мировом рынке будут медленно расти. Эта тенденция присутствует во всех прогнозах развития мировой энергетики;

– природный газ в мировом топливно-энергетическом балансе выходит на ведущие позиции в мире, которые сохранятся до середины века. Большие надежды во многих странах связаны со сланцевым газом, хотя перспективы его освоения пока остаются неопределенными;

– глобальное потепление и требования сохранения климата планеты могут оказать сильное влияние на структуру потребления энергоресурсов, сократив в ней долю углеродосодержащих топлив (особенно угля);

– политика энергобезопасности ведущих импортеров энергоресурсов уже приводит к сокращению импорта энергоресурсов из регионов с нестабильным политическим положением, к диверсификации поставок, к развитию собственных источников энергии;

– возможны ограничения на развитие ядерной энергетики как следствие аварий в Чернобыле и на Фукусиме.

К этим глобальным следует добавить проблемы, характерные для российского ТЭК, которые необходимо учитывать при разработке долгосрочных прогнозов. К этим специфическим проблемам относятся:

– обширность территории страны и неравномерность размещения центров производства и потребления энергоресурсов. Это приводит к большим затратам на

доставку энергоресурсов, что снижает их конкурентоспособность на мировых и внутренних рынках;

- продолжающееся снижение численности населения страны может стать ограничением для развития ряда производств, особенно в восточных районах. В первую очередь может пострадать угольная промышленность, наиболее трудоемкая отрасль ТЭК;

- сохранение сильной зависимости экономики страны от экспорта энергоресурсов;

- медленное обновление энергетического оборудования, особенно в электроэнергетике, где износ достигает 50%, а сроки возврата капитала – десять лет и более;

- холодный климат приводит к необходимости повышенных расходов энергоресурсов на отопление и вентиляцию, предъявляет особые требования к ограждающим конструкциям зданий. Это отражается в увеличении затрат на строительство и теплоснабжение;

- высокие цены на энергоносители (в пересчете по ППС) в сравнении с другими странами лишают российскую экономику конкурентных преимуществ на мировых рынках.

В перспективе до 2030-2040 гг. базовыми направлениями инновационного развития ТЭК остаются:

- использование природного газа в связи с его более высокой конкурентоспособностью по сравнению с другими энергоносителями;

- развитие электрификации экономики на базе передовых технологий (газовых турбин, ядерной энергии и новых источников энергии);

- энергосбережение и повышение эффективности использования энергии.

Эти направления являются общими для широкого круга сценарных вариантов, рассматриваемых на ближайшие два десятилетия, что делает стратегии развития ТЭК во многом инвариантными по отношению к параметрам социально-экономического развития<sup>1</sup>.

**Макроэкономические параметры, положенные в основу долгосрочных прогнозов развития ТЭК.** Приведенные ниже количественные оценки рассчитаны применительно к двум сценариям экономического развития России, рассматриваемым в материалах ИНП РАН: «Инерционное развитие экономики России» (сценарий 1) и «Использование потенциалов экономического роста России» (сценарий 2) [1]. В этих сценариях отражены различные гипотезы динамики социально-экономического развития страны, изменение структуры производства, эффективность усилий по энергосбережению и ряд других макроэкономических параметров, влияющих на темпы и пропорции развития ТЭК.

Долгосрочные прогнозы развития ТЭК России в разрезе трех крупных макрорегионов страны – Европейская часть РФ; Урал и Западная Сибирь; Восточная Сибирь и Дальний Восток – выполнены с использованием модельного комплекса ИНП РАН, ориентированного на выбор оптимального варианта развития ТЭК по критерию минимума затрат за рассматриваемый период<sup>2</sup>. В основу прогнозов положены следующие основные сценарные условия:

- среднегодовой темп прироста ВВП в период 2010-2030 гг. принят в соответствии с параметрами двух указанных сценариев ИНП РАН:

- численность населения страны до 2020 г. остается стабильной, а затем начинает медленно расти;

---

<sup>1</sup> Не исключено, что в этот список направлений может быть включено требование ограничений на выбросы парниковых газов, которое пока официальными российскими органами серьезно не рассматривается. Это может привести к значительным изменениям в структуре ТЭК.

<sup>2</sup> Инструментарий для разработки прогнозов развития ТЭК и результаты прогнозирования были неоднократно описаны в работах А. С. Некрасова и Ю. В. Синяка, опубликованных в период 2000-2011 гг. (см. напр., [2]). Математическая модель и сопутствующие модули (базы данных, выдача результатов, сравнение сценариев) постоянно совершенствуются и уточняются в связи с возникновением новых требований к прогнозам, появлением новых технологий и идей.

– темпы энергосбережения и повышения эффективности ТЭК в двух сценариях приняты различными, исходя из предпосылки, что при более высоких темпах экономического развития модернизация ТЭК будет осуществляться более интенсивно. При этом повышение эффективности использования энергии происходит за счет двух факторов: структурных изменений в экономике и инновационных технологий в области использования энергии;

– экспорт энергоресурсов задан экзогенно, исходя из потребности, конкурентоспособности и доходности экспорта. В сценарии 2 нарастающий экспорт углеводородов будет ресурсом для модернизации ключевых секторов экономики;

– ограничения на выбросы CO<sub>2</sub> не вводятся.

**Ожидаемые цены на нефть на мировом рынке энергоресурсов как ориентир для прогнозных расчетов.** Цены на нефть на мировом рынке играют определяющую роль во всех долгосрочных экономических и энергетических прогнозах. В расчетах на долгосрочные перспективы развития ТЭК России были использованы прогнозы, опубликованные EIA<sup>3</sup> в International Energy Outlook за 2011 г. [3]. Согласно этим прогнозам, мировая цена сырой нефти к 2030 г. может составлять от 50 до 200 долл.(2009)/барр. (средняя оценка 125 долл.(2009)/барр.). Учитывая вероятность приближения пика мировой добычи нефти, можно полагать, что долгосрочная тенденция роста мировых цен нефти, скорее всего, сохранится. Поэтому прогнозы развития ТЭК России выполнены с ориентацией на верхний диапазон цен (125-200 долл.(2009)/барр. со средним значением около 150 долл./барр.

**Ресурсная обеспеченность ТЭК.** Для построения перспективных оценок были привлечены российские и зарубежные публикации по ресурсам органических топлив и стоимости их извлечения из недр. Несмотря на определенную фрагментарность исходных данных, это позволило получить представление о возможной динамике экономических показателей добычи отдельных видов топлива и их конкурентоспособности на российском рынке.

Все стоимостные оценки приведены в современных ценах<sup>4</sup>. В рассматриваемых вариантах развития энергетического комплекса ресурсы каждого месторождения были представлены тремя стоимостными категориями, которые отражают экономику их извлечения: I – дешевые, II – умеренной стоимости и III – дорогие (см. подробнее [4]).

**Нефть.** Текущие разведанные запасы и ресурсы распределенного фонда недр в основных районах добычи нефти и газа могут обеспечить современный уровень добычи сырой нефти только в ближайшие 13-15 лет. Остальные запасы должны быть приращены на новых объектах, в том числе на новых территориях и акваториях России. Это позволит отсрочить наступление пика добычи нефти в России в рассматриваемой перспективе до 2030-2040 гг. На весь период до 2040 г. главными районами прироста запасов углеводородного сырья будут Западно-Сибирская, Лено-Тунгусская и Тимано-Печорская нефтегазоносные провинции. Учитывая географическое распределение прогнозных ресурсов нефти и газа и достигнутый уровень геолого-геофизической изученности, необходимо обеспечить рост подготовки запасов углеводородов в российском секторе Каспийского моря, на шельфе Баренцева, Карского и Охотского морей. Все это приведет к существенному росту затрат на добычу нефти.

Большие надежды возлагаются на освоение ресурсов континентального шельфа арктических морей. В настоящее время начальные суммарные извлекаемые ресурсы углеводородов континентального шельфа в мире оцениваются примерно в 55 млрд. т н.э. (из них 18 млрд. т нефти с конденсатом и 47 трлн. куб. м газа) [5]. Из них на долю России приходится 7,6 млрд. т нефти и 37 трлн. куб. м газа. Освоение этих ресурсов может отодвинуть наступление пика добычи нефти в лучшем случае на 5-10 лет. Разведанность начальных суммарных ресурсов углеводородов российского шельфа незначительна. Стоимость добычи этих углеводородов будет чрезвычайно высокой. Не исключено, что затраты и последствия для экологии в результате освоения арктических ресурсов могут намного превышать ожидаемые эффекты их использования. В табл. 1 приведены укрупненные оценки извлекаемых запасов нефти на территории России и ожидаемые затраты в соответствии с принятой классификацией запасов.

В связи с увеличением сложности процессов добычи нефти и связанных с этим затрат уже в ближайшее время необходимо начать поиск альтернативных путей удовлетворения потребности в моторных топливах. В качестве таких альтернатив могут выступать синтетические моторные топлива, получаемые на базе угля или природного газа, электроэнергия, водород, которые уже в ближайшие годы могут оказаться конкурентоспособными по сравнению с извлечением природной нефти в маргинальных условиях.

**Природный газ.** Российская Федерация занимает лидирующее положение в мире по начальным суммарным ресурсам (НСР) газа, на ее долю приходится 248 трлн. куб. м (43,2% НСР на планете). Сегодня разведанные запасы газа оцениваются в размере 48 трлн. куб. м. Это означает, что степень разведанности НСР в стране в целом не превышает 25%. При этом на суше она равна 32,6%, а в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке – всего 6,9 и 10,3%, соответственно. Опыт развития газовой индустрии СССР свидетельствует о том, что прирост запасов газа должен превышать уровень его добычи в 1,3-1,5 раза. Только при таких пропорциях воспроизводства ресурсной базы можно надежно обеспечить рост добычи газа в России до 2040 г.

Оценки потенциала сланцевого газа в России не проводились, но учитывая его дороговизну и высокую трудоемкость добычи, а также конкуренцию с располагаемыми ресурсами традиционного природного газа, вряд ли в перспективе до 2040 г. он сможет играть заметную роль в энергоснабжении страны.

<sup>3</sup> U.S. Energy Information Administration – Информационное энергетическое агентство США.

<sup>4</sup> Для этого оценки, использованные в ранее опубликованных работах авторов, были пересчитаны в цены 2010 г. с использованием соответствующих дефляторов по типовому энергетическому оборудованию (см. например, оценки по нефти и газу, регулярно публикуемые в Oil and Gas Journal).

Таблица 1

Оценка извлекаемых ресурсов нефти и технико-экономические показатели ее добычи

Регион	Категория ресурсов*	Объем запасов, млрд. т	Себестоимость добычи, долл./т в год	Удельные капиталовложения, долл./т	Удельные затраты**, долл./т в год
<i>Европейская часть РФ</i>					
Прикаспийский район	I	500	78	78	170
	II	1000	155	140	322
	III	2000	310	202	552
Коми	I	500	78	68	159
	II	850	155	140	322
	III	1500	310	202	552
Прочие регионы	I	400	109	93	220
	II	425	217	155	403
	III	1000	388	248	685
<i>Урал и Западная Сибирь</i>					
	I	2500	47	62	121
	II	5000	93	124	242
	III	10000	186	248	484
<i>Восточная Сибирь и Дальний Восток</i>					
Сахалин	I	700	124	109	254
	II	825	248	171	453
	III	2000	372	264	688
Прочие регионы	I	500	155	124	304
	II	650	310	217	570
	III	2000	388	310	760
Всего ресурсов	-	33120	-	-	-

\* Категория I: 80% от A+B+C1; Категория II: 20% от A+B+C1 + 50% от величины неоткрытых месторождений (по оценкам USGS); Категория III: 50% от величины неоткрытых месторождений (USGS).

\*\* Здесь и далее в табл. 2 и 3 удельные затраты рассчитаны исходя из сроков эксплуатации объектов в течение десяти лет при норме прибыли на капитал в размере 12% в год.

Источники: [6-9], экспертные оценки.

Освоение арктического шельфа может дать существенный прирост разведанных запасов, но из-за больших трудностей и рисков их добыча может стать запредельно дорогой. Восстановление окружающей среды в этом регионе после деятельности добывающих компаний также может стоить колоссальных затрат. Все это требует тщательного рассмотрения и изучения, прежде чем переходить к широкомасштабному освоению арктических месторождений нефти и газа.

В табл. 2 даны оценки извлекаемых ресурсов природного газа и экономические параметры их извлечения.

**Уголь.** Ресурсы угля на территории России значительны. Основные освоенные районы угледобычи находятся в Кузбассе и в Канско-Ачинском бассейне. Необходимо дальнейшее геологическое изучение угольного потенциала страны, особенно запасов коксуемых углей: обширных площадей Ленского, Тунгусского и Таймырского бассейнов, а также Якутии и Северо-Востока России. Ресурсных ограничений по энергетическим и коксующимся углям в рассматриваемой перспективе не предвидится. В табл. 3 даны оценки ресурсов угля и экономические показатели их добычи, принятые в прогнозных расчетах.

**Уран.** Запасы природного урана на территории России оцениваются величиной около 660 тыс. т, в том числе разведанные – 280 тыс. т (2009 г.). По данным МАГАТЭ (2003 г.), на уран себестоимостью добычи менее 80 долл./кг приходится всего 158 тыс. т. Это означает, что такого урана хватит всего на 40 лет для обеспечения действующих в настоящее время АЭС с легководными реакторами. Кроме того, значительное количество производимых в России ядерных материалов экспортируется, и объем экспорта из года в год растет. В перспективе одно-двух десятилетий в связи с вводом в строй новых российских АЭС и увеличением поставок за рубеж может возникнуть дефицит ядерного топлива. Выходом из этого положения должно стать расширение геолого-поисковых работ для выявления рентабельных месторождений урана на территории страны, в частности кооперация с Казахстаном (разведанные запасы урана 848 тыс. т) и Узбекистаном (разведанные запасы 119 тыс. т). Однако принципиально вопрос может быть решен при широком освоении реакторов на быстрых нейтронах, для которых имеется больше ресурсов и которые потребляют многократно меньше ядерного топлива, а также разработка реакторов на основе ториевого цикла. Освоение технологии термоядерного синтеза, если окажется реальным, сможет оказать влияние на ядерную энергетику только за пределами середины века.

**Возобновляемые источники энергии.** Целесообразность освоения возобновляемых источников энергии определяется целым рядом факторов географического, технологического и экономического характера.

Во-первых, возможности рентабельного использования технологий на базе возобновляемых источников энергии зависят от локальных физических условий размещения технологии (характеристики ветрового кадра, солнечной инсоляции, климатических условий и т. п.<sup>5</sup>).

<sup>5</sup> Традиционные технологии в меньшей степени зависят от локальных географических условий.

Таблица 2

Оценки извлекаемых ресурсов природного газа и технико-экономические показатели добычи газа

Регион	Категория ресурсов	Объем запасов, трлн. куб. м	Себестоимость добычи, долл./1000 куб. м / год	Удельные капитальные вложения, долл./1000 куб. м	Удельные затраты, долл./1000 куб. м / год
Европейская часть РФ Прикаспийский район	I	1500	14	34	55
	II	1575	29	72	114
	III	3150	57	100	177
Прочие регионы	I	800	17	46	72
	II	5425	40	74	129
	III	13875	86	143	257
Урал и Западная Сибирь	I	12900	11	29	46
	II	17150	23	72	109
	III	12750	51	143	223
Восточная Сибирь и Дальний Восток Якутия	I	500	29	57	97
	II	700	43	86	146
	III	600	86	114	223
Сахалин	I	500	29	57	97
	II	875	43	86	146
	III	1125	86	114	223
Иркутская обл.	I	1000	29	43	80
	II	1075	43	72	129
	III	225	86	100	206
Прочие регионы	I	500	43	57	112
	II	550	72	100	192
	III	150	100	200	340
Всего ресурсов	-	76925	-	-	-

\* Категория I: 80% от A+B+C1; Категория II: 20% от A+B+C1 + 50% от величины неоткрытых месторождений (по оценкам USGS); Категория III: 50% от величины неоткрытых месторождений (USGS).

Источники: [6-9], экспертные оценки.

Во-вторых, плотность энергетического потока возобновляемых источников энергии во много раз меньше, чем технологий на базе сжигания органических топлив или ядерной энергии. Это определяет необходимость сооружения значительно более крупных объектов, чем при традиционных технологиях, для получения одинакового полезного отпуска энергии. В результате материалоемкость технологий на базе возобновляемых источников энергии всегда будет оставаться более высокой. Как следствие энергоотдача<sup>6</sup> этих технологий будет значительно ниже, чем традиционных.

В-третьих, указанные два фактора делают возобновляемые источники энергии более дорогими по сравнению с традиционными в настоящее время. Однако в перспективе следует ожидать повышения экономичности и конкурентоспособности новых источников энергии за счет увеличения их эффективности и снижения затрат на их изготовление, с одной стороны, и роста стоимости органических топлив с другой.

Интерес к возобновляемым источникам энергии определяется в значительной мере меньшим загрязнением окружающей среды, чем при использовании традиционных технологий на базе органического топлива или ядерной энергии. Разумеется, при сопоставлении «чистых» и «грязных» технологий необходимо проводить анализ с учетом жизненного цикла технологий (life cycle analysis) и всех этапов их изготовления и эксплуатации. В контексте текущих мировых проблем наибольший приоритет должен принадлежать безуглеродным технологиям, способным ослабить угрозу катастрофического изменения климата планеты.

Обширная территория России обладает разнообразными видами возобновляемых источников энергии. Осторожная оценка суммарного потенциала этой категории энергоресурсов – около 3 млрд. т н.э. в год. В табл. 4 приведены оценки различных типов возобновляемых источников энергии. При этом в состав ресурсов дополнительно включены две технологии: фотоэлектрические преобразователи и электростанции, использующие сухое тепло Земли, которые могут существенно изменить картину электроэнергетики в XXI в., особенно если придется вводить серьезные ограничения на выбросы парниковых газов.

Из приведенных приблизительных данных (детальная оценка потенциала возобновляемых источников энергии никогда не проводилась) экономический потенциал всех возобновляемых источников энергии в несколько раз превышает годовую потребность страны в энергии в течение всего XXI в.

<sup>6</sup> Энергоотдача – отношение выработки энергии за весь период эксплуатации к полным затратам энергии на создание и эксплуатацию технологии в течение срока службы.

Таблица 3

Оценки извлекаемых запасов угля и технико-экономические показатели его добычи

Регион	Категория ресурсов	Объем запасов, млрд. т н.э.	Себестоимость добычи, долл./т н.э./год	Удельные капиталовложения, долл./т н.э.	Удельные затраты, долл./т н.э./год
Европейская часть РФ Печерский бассейн	I	1600	38	13	54
	II	1700	77	19	100
	III	4900	115	26	146
Прочие регионы	I	1800	64	26	95
	II	2600	115	51	177
	III	7000	192	77	284
Урал и Западная Сибирь Кузнецкий бассейн	I	11000	18	6	26
	II	15000	36	13	51
	III	14700	64	20	89
Прочие регионы	I	7700	38	19	61
	II	12000	77	26	108
	III	10500	154	32	192
Восточная Сибирь и Дальний Восток Канско-Ачинский бассейн	I	7000	13	5	19
	II	10500	26	10	38
	III	12200	51	15	70
Прочие регионы	I	8200	38	13	54
	II	12200	77	26	108
	III	79600	154	32	192
Всего ресурсов	-	220200	-	-	-

\* Категория I: 50% от A+B+C1; Категория II: 50% от A+B+C1 и 50% от C2; Категория III: 10% от P1.

Источники: [6], экспертные оценки.

Таблица 4

Оценки ресурсов возобновляемых источников энергии России, млн. т н.э./год

Ресурс	Потенциал		
	валовой	технический	экономический
Гидроэнергия	-	-	75
Малые ГЭС	250	90	45
Энергия биомассы	$7 \times 10^3$	35	25
Энергия ветра	$18 \times 10^3$	1400	7
Солнечные коллекторы	$1,6 \times 10^6$	1610	9
Фотоэлектрические преобразователи*	-	-	2000
Геотермальное тепло	-	-	80
Тепло Земли**	-	-	730
Низкопотенциальное тепло	365	75	22
Итого	$1,7 \times 10^6$	3210	~3000

\* При использовании 1% территории России с солнечной инсоляцией около 1300-1500 кВт·ч/кв. м (наклон панели 35-45°) с КПД устройства 20%.

\*\* При осторожном допущении, что территория с благоприятными параметрами для использования геотермального тепла Земли (до 10 км с температурой породы около 200-250°C) составляет всего 10% территории России, а подземные коллекторы сооружаются на 1% площади этой территории. Полезный съем энергии на электростанции, использующей сухое тепло Земли, может достигать 100 МВт (э)/кв. км, что при использовании установленной мощности 5000 час./год обеспечивает получение 500 млн. кВт·ч/кв. км.

Источники: [10], оценки авторов.

Большая часть ресурсов возобновляемых источников энергии пригодна для получения электрической энергии. Потенциал возобновляемых энергоресурсов составляет (млрд. кВт·ч):

Крупные гидроэлектростанции	850
Малые гидроэлектростанции	755
Ветровые электростанции	115
Солнечные электростанции	23000
Сухое тепло Земли	8500
Итого	33220

Как видно, потенциал получения электроэнергии от возобновляемых источников энергии примерно в 30 раз больше, чем текущая выработка электроэнергии в стране.

Следует учитывать, что оценки ресурсов возобновляемых источников энергии в России весьма приблизительны. В настоящее время вследствие значительного снижения стоимости технологий использования возобновляемых источников энергии, а также роста цен на органическое топливо экономический потенциал этой категории энергоресурсов может быть значительно выше указанных значений.

Между тем следует понимать, что оценка потенциала информирует только о возможностях получения энергии от рассматриваемой категории энергоресурсов, но не гарантирует целесообразности широкомасштабного использования этих ресурсов. Считается, что XXI в. будет переходным от энергетики, основанной на исчерпаемых ресурсах органических топлив, к энергетике, основанной на неограниченных ресурсах. К последним принадлежат все виды возобновляемых источников энергии.

**Экспорт энергоресурсов.** Анализ роста экономики страны и хода выполнения структурных реформ показывает, что в течение длительной перспективы экспорт энергоресурсов останется на высоком уровне. Сегодня нефть и природный газ – основные экспортируемые энергоресурсы. В 2011 г. за рубеж направлено около 237 млн. т сырой нефти, или 46,5% объема ее добычи, и свыше 130 млн. т нефтепродуктов, что превысило половину объема их производства в стране. В настоящее время почти 90% экспорта жидкого топлива поставляется в страны дальнего зарубежья, тогда как в начале 1990-х годов в страны СНГ шло более половины российской нефти и почти 18% нефтепродуктов. В 2011 г. поставки природного газа из России достигли 182 млрд. куб. м и обеспечили 33% общего спроса в Европе.

Основным партнером России в области торговли энергоресурсами остается Европейский Союз (ЕС), который потребляет около 14% энергии в мире и является крупнейшим нетто-импортером энергоресурсов. По прогнозам ЕА [3], рост потребления первичных энергоресурсов в ЕС ежегодно будет составлять около 0,5% (при росте экономики в странах ЕС на 1,8% в год). Таким образом, к 2030 г. внутреннее потребление первичных энергоресурсов в ЕС увеличится на 12% по сравнению с 2008 г. и достигнет около 1800 млн. т н.э. в год.

Можно ожидать, что в период до 2020 г. российский экспорт нефти несколько возрастет, прежде всего, за счет развития нового экспортного направления в страны Азиатско-Тихоокеанского региона. В период 2020-2030 гг. добыча сырой нефти в России выйдет на практически постоянный уровень, что приведет к неизбежному сокращению экспорта нефти и нефтепродуктов. Эта тенденция проявится более остро после 2030 г., когда добыча нефти начнет сокращаться в связи с истощением ресурсов дешевой нефти. Поддержание экспорта нефти на высоком уровне может потребовать создания в России производств синтетической нефти на базе дешевых углей<sup>7</sup>.

Что касается природного газа, то по прогнозам МЭА [11], спрос на него в странах ЕС может возрасти с 536 млрд. куб. м в 2008 г. до 621 млрд. куб. м в 2030 г. Сегодня сложно говорить о том, сможет ли российский газ сохранить свою долю на европейском рынке в долгосрочной перспективе. В последнее время наметился ряд политических и экономических факторов, которые могут повлиять на контуры развития западного направления экспорта природного газа из России в ближайшие несколько десятилетий. Важнейшими из них являются:

- стремление Европы диверсифицировать источники и направления импортных поставок природного газа для повышения собственной энергетической безопасности;
- развитие глобального рынка сжиженного природного газа (СПГ) и появление новых конкурентов России на европейском рынке газа;
- риски ненадежности поставок природного газа в Европу, обусловленные «газовым конфликтом» России с Украиной;
- высокие затраты на добычу и транспортировку российского газа, обусловленные удаленностью и сложными условиями разработки новых газовых месторождений России, ограничивают диапазон цен, при которых российский газ сохраняет свою конкурентоспособность;
- значительный потенциал возможного развития добычи сланцевого газа в Европе.

В ближайшие несколько лет угроза для российских позиций на европейском рынке природного газа пока невелика – реальных альтернатив у европейских потребителей нет. Однако уже к концу текущего десятилетия можно ожидать рост предложения газа на европейском рынке как со стороны существующих конкурентов (Катар, страны Северной Африки), так и за счет выхода на рынок новых поставщиков (Азербайджан, Туркменистан, Иран). Определенные возможности развития поставок СПГ на европейский рынок открываются и для США за счет «бума» добычи сланцевого газа, излишки которого могут быть направлены европейским потребителям. Положение России на европейском рынке газа осложняется тем, что она занимает позицию замыкающего поставщика. Поэтому объемы поставок российского газа в Европу будут очень чувствительны к экспортным возможностям стран-конкурентов, предлагающих свой газ на более гибких условиях, по более низким и мобильным ценам спотового рынка.<sup>8</sup>

В связи с этим объемы поставок российского газа в Европу<sup>9</sup> могут снизиться со 180 млрд. куб. м в 2010 г. до 160 млрд. куб. м в 2030 г., а если в Европе начнется активное освоение сланцевого газа, спрос на российский газ может сократиться до 120 млрд. куб. м. При этом доля России в обеспечении европейского спроса на газ снизится до 20% по сравнению с 33% в настоящее время. В 2040 г. вследствие резкого падения собственной добычи и поставок из стран Южной Америки спрос Европы на российский газ может превысить 240 млрд. куб. м. (вариант с низкими ценами на газ на западноевропейском рынке, сильным ростом добычи сланцевого газа в регионе и позицией России как замыкающего поставщика газа на европейский рынок).

Глобализация мирового рынка природного газа заметно ослабила инфраструктурную привязку Европы к России, важную роль начинает играть спотовый рынок. В условиях изменившейся конъюнктуры единственным способом удержания и возможного расширения собственной ниши на европейском рынке для России является отказ от жесткой стратегии в отношении европейских потребителей в пользу более гибкой ценовой

<sup>7</sup> Это обстоятельство в настоящем прогнозе не рассматривается.

<sup>8</sup> Подробнее см. Колпаков А.Ю. «Влияние европейского рынка природного газа на состояние ТЭК России» (магистерская диссертация, 2012).

<sup>9</sup> Здесь Европа – страны ЕС, а также европейская часть СНГ и Турция.

политики<sup>10</sup>. При проведении грамотной политики, способной обеспечить приоритетность российских поставок газа в ЕС, объемы экспорта российского газа в Европу могут возрасти до 260 млрд. куб. м к 2030 г. и до 310 млрд. куб. м к 2040 г. В этом случае доля российского газа в удовлетворении спроса Европы поднимется до 35% (вариант с высокими ценами на газ, слабым развитием добычи сланцевого газа в Европе и приоритетным положением России среди конкурирующих поставщиков газа).

**Энергопотребление и энергосбережение.** Центральной задачей перспективного развития ТЭК страны должно стать решение проблемы энергосбережения, в первую очередь на основе смены устаревших технологий и оборудования. По имеющимся оценкам, технический потенциал энергосбережения составляет не менее 45% текущего потребления энергии, а экономический потенциал достигает 75-80% технически достижимого уровня [12]. Энергосберегающий путь развития требует в несколько раз меньше инвестиционных средств, чем в расширение мощностей по производству энергоресурсов.

Инновации являются той материальной базой, которая может гарантировать выполнение долгосрочных программ развития ТЭК и обеспечить снижение энерго- и электроемкости национальной экономики. В определенной мере повышение эффективности использования энергии будет достигнуто за счет изменения структуры экономики, т.е. увеличения доли неэнергоемких производств и секторов и решающего вклада новых технических решений, способных замедлить рост потребления энергии в стране, способствовать снижению затрат, сокращению вредных выбросов в окружающую среду и росту производительности труда.

Основу стимулирования сбережения энергии должны составить система законодательных мер, энергосберегающие стандарты и нормативы использования энергии, всесторонняя информация о новых типах материалов, оборудования и технологий, мотивированное потребление энергии и энергосберегающей продукции. Государство должно взять под свой контроль потребление энергии в стране. Необходимо обеспечить в долгосрочной перспективе ежегодные темпы сокращения энергоемкости ВВП не менее 3-4% в год.

**Прогнозы развития ТЭК России до 2030-2040 гг.** В табл. 5 приведен ряд итоговых показателей перспективного развития ТЭК страны для двух рассмотренных сценариев.

В результате энергосберегающей политики индексы роста ВВП и потребления энергии внутри страны в период 2010-2040 гг. будут существенно различаться (табл. 6).

Это означает, что энергоемкость ВВП к 2030 г. должна сократиться до 53% (сценарий 1) и 44% (сценарий 2) от уровня 2010 г., а к 2040 г. соответственно до 37% (сценарий 1) и 32% (сценарий 2). Значительное снижение энергоемкости российской экономики должно быть обеспечено в обоих сценариях за счет значительных усилий по повышению эффективности использования энергии. Среднегодовые темпы снижения энергоемкости ВВП в период 2010-2040 гг. должны составлять не менее 3-3,2% в год (сценарий 1) и 3,6-3,8% в год (сценарий 2).

В свете рассматриваемых прогнозов органическое топливо остается преобладающим энергоресурсом в структуре производства первичных энергоресурсов. К 2040 г. его доля сократится незначительно: с 98% в 2010 г. до 91-95% к 2040 г. При этом доля угля в структуре органического топлива возрастет от 12,5 до 21% за тот же период. Можно ожидать, что к 2040 г. около половины извлекаемых ресурсов нефти и около трети ресурсов природного газа будут добыты из недр. Степень истощения ресурсов угля за тот же период не превысит 3% (табл. 7).

Модельные расчеты сценариев перспективного топливно-энергетического баланса страны указывают на рост в период с 2010 по 2040 г. затрат на добычу следующих органических топлив<sup>11</sup>:

- Нефть – себестоимость добычи: от 90 до 235 долл./т,  
удельные капиталовложения: от 990 до 2300 долл./т,  
удельные затраты: от 210 до 510 долл./т.
- Природный газ – себестоимость добычи: от 17 до 33 долл./1000 куб. м,  
удельные капиталовложения: от 415 до 805 долл./1000 куб. м,  
удельные затраты: от 65 до 130 долл./1000 куб. м.
- Уголь – себестоимость добычи: от 35 до 55 долл./т н.э.,  
удельные капиталовложения: от 130 до 175 долл./т н.э.,  
удельные затраты: от 52 до 75 долл./т н.э.

<sup>10</sup> Речь идет не о поощрительных скидках, а о систематизированном изменении формулы цены на газ, ослаблении влияния корзины нефтепродуктов, т.е. включении в нее привязки к другим нефтепродуктам и цене природного газа на спотовом рынке. Гибкость контрактов должны обеспечивать более короткие сроки контрактов, смягчение механизмов пересмотра их основных условий, а также снижение пределов минимальных обязательных отборов.

<sup>11</sup> Оценка удельных затрат дана с учетом нормы прибыли на капитал в размере 12% в год.

Таблица 5

## Сводные показатели развития ТЭК России до 2030-2040 гг.

Показатель	Сценарий 1: Оценка инерции экономического роста России*				Сценарий 2: Оценка потенциала экономическо- го роста**			
	2010 г.	2020 г.	2030 г.	2040 г.	2010 г.	2020 г.	2030 г.	2040 г.
Производство первичных энер- горесурсов, млн. т н.э.***	1231,9	1291	1335	1336	1231,9	1354	1408	1399
уголь	151	155	205	260	151	185	225	265
нефть	502	530	540	460	502	530	540	460
природный газ	551	570	540	550	551	600	560	550
ядерная энергия	13,3	21	30	40	13,3	23	39	57
гидроэнергия	14,6	15	18	21	14,6	16	22	23
новые источники энергии	-	-	2	15	-	-	22	44
Экспорт энергоресурсов, млн. т н.э.	580,3	550	532	478	580,3	648	677	633
уголь	48,5	63	70	55	48,5	63	65	55
нефть	249	260	265	220	249	260	265	220
нефтепродукты	115	110	75	45	115	110	70	40
природный газ	165	130	115	150	165	210	270	310
электроэнергия	2,8	5	7	8	2,8	5	7	8
Выработка электроэнергии, млрд. кВт·ч	1038	1200	1355	1390	1038	1345	1820	2585
ТЭС	699	780	750	650	699	897	785	675
АЭС	171	250	370	460	171	270	430	640
ГЭС	168	170	185	190	168	175	190	190
новые источники энергии	-	-	50	90	-	3	415	1080
Установленные мощности элект- ростанций, млн. кВт	230	271	270	275	230	270	394	590
ТЭС	158	155	150	130	158	180	160	135
АЭС	24	36	53	65	24	39	61	90
ГЭС	48	50	53	55	48	50	55	55
новые источники энергии	-	-	14	25	-	1	118	310
Выработка тепла в СЦТ, млн. Гкал	1355	1405	1445	1500	1355	1440	1590	1565
ТЭЦ	650	700	750	850	650	720	845	900
котельные	705	705	695	650	705	720	490	315
тепловые насосы	-	-	-	-	-	-	185	350
Спрос на инвестиции (за 10 лет) млрд. долл. (2010 г.)	-	1455	2000	2265	-	1560	2040	2325
Выбросы CO <sub>2</sub> , Гт CO <sub>2</sub>	1,94	1,90	2,09	2,20	1,94	2,04	1,95	1,92

\* Вариант сценария при неблагоприятном развитии ситуации для российского природного газа на европейском рынке – низкие цены на природный газ, успешное освоение ресурсов сланцевого газа, Россия как замыкающий поставщик газа в Европу.  
\*\* Вариант сценария при благоприятном развитии ситуации на европейском рынке газа для российских поставщиков – высокие цены на газ, слабое развитие добычи сланцевого газа, Россия как приоритетный поставщик газа в Европу.  
\*\*\* В расчетах ИНИП РАН безуглеродные технологии (ядерная энергия, гидроэнергия и новые источники энергии) даны в пересчете по физическому эквиваленту 1 кВт·ч=860 ккал.

Таблица 6

## Индексы роста ВВП и потребление энергии, раз к 2010 г.

Сценарий	ВВП		Энергопотребление	
	2030 г.	2040 г.	2030 г.	2040 г.
Сценарий 1	2,13	3,17	1,15	1,18
Сценарий 2	2,93	5,01	1,29	1,56

Таблица 7

Оценка объемов извлечения органических топлив  
нарастающим итогом в период 2010-2040 гг.

Показатель	Исходная оценка извлекаемых ресурсов на начало периода, принимаемая в расчетах (округленно)	2011-2020 гг.	2021-2030 гг.	2031-2040 гг.	Степень извлечения располагаемых ресурсов за период 2010-2040 гг., %
Нефть, млрд. т	33	5,2	5,4	5	47
Природный газ, трлн. куб. м	77	6,9-7,1	6,8-7,1	6,7-6,8	26-27
Уголь, млрд. т н.э.	220	1,5-1,7	1,8-2,1	2,3-2,5	2,5-2,9

Такая динамика ожидаемого роста затрат на добычу органических топлив при одновременном снижении затрат в новые источники энергии уже после 2020 г. будет оказывать сдерживающее влияние на использование традиционных технологий, основанных на сжигании органического топлива. Особенно это будет проявляться в электроэнергетике, где к 2040 г. в сценарии 2 доля новых (безуглеродных) источников энергии в структуре установленных мощностей может достичь даже половины.

Ниже приведено краткое описание прогнозов развития отдельных отраслей ТЭК России.

**Отраслевые прогнозы развития ТЭК.**

*Нефтедобыча.* Роль нефти, нефтепродуктов и природного газа как основных источников валютных поступлений будет сохраняться до тех пор, пока в стране не появятся другие соизмеримые финансовые источники. Поэтому центральной задачей российского углеводородного экспорта должно быть как минимум удержание российских позиций на мировом рынке. При этом безусловным должно оставаться полное обеспечение внутренних нужд страны в углеводородах.

Необходимо расширить масштабы применения современных методов увеличения нефтеотдачи. Обеспечить инновационное развитие технологий разработки месторождений с трудноизвлекаемыми и нетрадиционными запасами нефти и газа, в первую очередь Баженовской свиты. Для этого структурная перестройка нефтяного комплекса должна одновременно идти в двух направлениях. С одной стороны, необходимо интенсивное стимулирование геологоразведки на устойчивые приросты запасов нефти и газа в районах с «традиционным» уровнем затрат на их добычу, чтобы сдерживать переход к эксплуатации месторождений в экстремальных районах Арктики. Создание для этих условий новых технологий должно обеспечивать цены на извлекаемые углеводороды, адекватные перспективным мировым ценам на нефть и газ. Это направление необходимо стимулировать путем увеличения государственных вложений в разведку, которые затем могут быть компенсированы за счет высокой цены лицензий на разработку участков месторождений.

Для каждого разрабатываемого месторождения государство должно устанавливать отвечающие мировым стандартам уровни извлечения основных и сопутствующих углеводородов и размеры штрафов, вычитаемых из чистой прибыли компаний, например, равные рыночной цене потерянных углеводородов. В настоящее время коэффициент извлечения нефти при добыче составляет примерно 35%, что ниже среднемирового уровня. Утилизация попутного газа и извлечение газового конденсата – также ниже возможных величин.

В районах нового освоения нефтегазовых ресурсов (прежде всего, Восточной Сибири и на Дальнем Востоке) для организации добычи необходимо развитие

транспортной и энергетической инфраструктуры. При этом наряду с традиционной для России трубопроводной и железнодорожной транспортировкой нефти должна получить развитие и морская транспортировка. Это потребует формирования новых, так называемых транспортно-логистических, коридоров для экспортных поставок нефти в рамках развития региональных кластеров конкурентоспособности. Производственная инфраструктура для освоения новых регионов, прежде всего акваторий континентального шельфа, должна включать: технологии и оборудование для работы в арктических условиях, портовую инфраструктуру и специализированный флот, навигационное и ледокольное обеспечение.

Учитывая различное качество направляемых на экспорт нефтей, которые затем смешиваются в экспортной трубе, целесообразно перейти к другой схеме формирования российских сортов нефти, экспортируемых в европейские страны. Следует выделить из Российской экспортной смеси сырых нефтей (РЕВКО), торгуемой под брендом «Юралс», высокосернистые татарскую, башкирскую, удмуртскую и аналогичные по качеству другие нефти. Их следует перерабатывать на отечественных НПЗ. Тогда вся экспортируемая российская нефть будет примерно отвечать по качеству и экспортной цене сорту Сибирской сырой нефти (SIBCO), который на мировом рынке торгуется несколько выше, чем «Юралс». При этом следует предусмотреть схему компенсации выпадающих валютных средств, которые должны получать регионы с выпадающими из экспорта сернистыми нефтями. Это позволит повысить доходность экспорта российской нефти.

По оценкам ИНП РАН, добыча нефти в стране будет медленно возрастать до 2030 г. и достигнет максимума 535-545 млн. т, далее ожидается сокращение добычи нефти до 460-470 млн. т к 2040 г. С ростом добычи нефти до 2030 г. будет возрастать и ее экспорт до 255-265 млн. т, по сравнению с 249 млн. т в 2010 г., с последующим снижением до 220 млн. т к 2040 г.

*Нефтепереработка.* В советское время нефтепереработка была ориентирована на выпуск больших количеств низкокачественного дизельного топлива для нужд сельского хозяйства, строительства и армии и низкокачественного бензина, потреблявшихся преимущественно внутри страны. Мазут как остаточный продукт использовался в котельных и на электростанциях. Часть мазута поступала на экспорт, где он перерабатывался на зарубежных НПЗ с получением дополнительных продуктов.

За последние годы произошли серьезные изменения в структуре внутреннего спроса на нефтепродукты. Прежде всего, сократился спрос на дизельное топливо внутри страны. В связи с широкой газификацией, проводимой в последние годы, произошло вытеснение мазута из внутреннего потребления с направлением его на экспорт. Между тем структура производства практически не изменилась. При почти полном удовлетворении внутреннего спроса на бензины значительная часть дизельного топлива оказалась невостребованной внутри страны и стала экспортироваться. При этом качество нефтепродуктов осталось достаточно низким, так как существенных изменений в технологии нефтепереработки не произошло. В результате глубина переработки остается на низком уровне (72% за последние годы), а индекс Нельсона в целом по стране не превышает 4, по сравнению с 9-12 в развитых странах и крупных нефтяных компаниях.

В этой связи основная задача развития нефтепереработки заключается в ее модернизации на основе инновационных технологий с целью выхода на мировой уровень по индексу Нельсона и глубине переработки. Это позволит снизить внутреннее потребление сырой нефти при удовлетворении внутреннего спроса на нефтепродукты и расширить возможности для экспорта сырой нефти в период выхода мировой нефтяной промышленности на максимум добычи.

Что касается экспорта нефтепродуктов, то в предлагаемом прогнозе принята концепция медленного сокращения его. Скорее всего, в связи с ожидаемым пиком добычи нефти и ее переходом в стадию сокращения не стоит предпринимать решительных шагов для наращивания мощностей нефтепереработки в стране с целью увеличения экспорта нефтепродуктов.

В российской нефтепереработке должна быть осуществлена государственная программа выполнения технических регламентов, введенная в 2007 г., но отложенная в связи с экономическим кризисом. При этом как следствие увеличения глубины переработки объемы экспортируемого мазута будут сокращаться, что снизит валютную выручку от продажи этого продукта. Поэтому в первую очередь при модернизации нефтепереработки следует предусмотреть совершенствование установок, повышающих качество экспортируемого в больших объемах дизельного топлива. Перестройка технологий вполне возможна для ВИНК с высокими уровнями доходов. Устранение финансовых потерь российских поставщиков углеводородов на мировом рынке чрезвычайно необходимо как из-за высокой волатильности экспортных цен, так и четко наметившегося сжатия мирового рынка моторных топлив.

В перспективе ожидаемого пика добычи нефти следует приступить к поиску оптимальных для России альтернатив замены моторных топлив, получаемых из сырой нефти. В мире идет активная подготовка к смене энергообеспечения автомобильного транспорта, и Россия должна определить здесь свои приоритеты. В прилагаемых прогнозах учтен выход на российский автомобильный рынок автомобилей с топливными элементами на водороде и электромобилей.

По оценкам ИНП РАН, внутренний спрос на сырую нефть возрастет с 248 млн. т в 2010 г. до 265-270 млн. т в 2030 г. с последующим сокращением до 225-235 млн. т к 2040 г. в обоих сценариях. При этом глубина переработки нефти увеличится до 90-93%. Экспорт нефтепродуктов будет сокращаться со 115 млн. т (2010 г.) до 65-75 млн. т в 2030 г.

*Газовая промышленность.* Накопленных запасов природного газа в целом достаточно для использования и внутри страны, и экспорта до 2040 г. В то же время разработка месторождений на севере Тюменской области (п-вы Ямал и Гыдан, Карское море и др.) требует больших сроков освоения, высоких капиталовложений и эксплуатационных затрат по сравнению с более южными месторождениями. Поэтому здесь экономически целесообразна разработка только уникальных и очень крупных месторождений. Для этого необходима экономическая переоценка запасов газа северных районов. Все они ориентированы на поставку газа в западном направлении. Запасы газа на Дальнем Востоке полностью обеспечивают спрос этого региона на длительный период и возможный объем экспорта.

Особое внимание должно быть уделено уникальным месторождениям газа Восточной Сибири, который не имеет выхода на рынки из-за их удаленности. Газ этих месторождений содержит огромные запасы этана и всей цепочки непредельных углеводородов. На этой базе могут быть созданы мощные производства полимерной химии для нужд страны и масштабного экспорта. Но пока освоения этих месторождений, за исключением обеспечения малого местного спроса, не проводится. Серьезной проблемой является наличие гелия в составе природного газа, являющегося перспективным продуктом для инновационных технологий и других целей. По этому вопросу должна быть принята специальная программа освоения и развития гелийсодержащих месторождений в Восточной Сибири.

По имеющимся оценкам, спрос на мировых рынках на российский природный газ может возрасти к 2030 г. в 2,4-2,6 раза по сравнению 2010 г. (см. напр., [13]), хотя эти прогнозы выглядят слишком оптимистичными. По оценкам ИНП РАН, поставки российского газа в Европу могут увеличиться на 25-30% с учетом сокра-

щения поставок по Украинской газотранспортной системе и сооружения в обход ее двух газовых потоков – Северного потока через Балтийское море и Южного потока через Черное море и Балканский полуостров.

Стремление к максимальному использованию ресурсного газового потенциала для увеличения его экспорта нецелесообразно даже при чрезвычайно высоких ценах на мировом рынке. Это может привести к заметному росту цен на внутреннем рынке и снижению рентных платежей в связи с необходимостью освоения дорогих месторождений. Здесь требуется углубленный анализ складывающейся ситуации.

По расчетам ИНП РАН, добыча природного газа в стране, учитывая ожидаемый рост затрат и ожидаемый спрос на внешних рынках, скорее всего, может возрасти незначительно: с 651 млрд. куб. м в 2010 г. до 660-670 млрд. куб. м в 2030 г. и оставаться примерно на этом уровне в течение последующего десятилетия.

*Угольная промышленность.* Развитие угольной промышленности возможно по двум существенно различным направлениям в зависимости от принятых государством и обществом решений: 1) использования огромных запасов энергетических углей открытой добычи для развития топливной базы электроэнергетики или 2) ориентации на жесткие экологические требования по сокращению выбросов CO<sub>2</sub> и других тепличных газов при сокращении добычи углей уже в ближайшей перспективе.

В обоих вариантах сохраняется обеспечение металлургии углями для коксования за счет основных сегодня Кузнецкого и Печерского угольных бассейнов преимущественно с подземной добычей таких углей. В стадии освоения, но задерживаемого кризисом, находятся два очень крупных угольных месторождения с высококачественными углями для коксования в Р. Тыва и Р. Саха (Якутия). Предусматривается строительство железных дорог протяженностью несколько сотен километров в каждом случае. Ввод в эксплуатацию этих месторождений удовлетворит перспективный спрос отечественной металлургии, позволит увеличить экспорт высококачественных углей и одновременно решить стратегические задачи по соединению Р. Тыва с железнодорожной сетью страны. Это позволит приступить к освоению ряда полиметаллических и других месторождений в зоне прохождения дороги, а также загрузить частично БАМ перевозкой углей.

По расчетам ИНП РАН, в отсутствие государственной политики по сокращению выбросов тепличных газов добыча угля в стране будет возрастать с 151 млн. т н.э. (322 млн. т угля) в 2010 г. до 205-225 млн. т н.э. (400-450 млн. т угля) к 2030 г. с дальнейшим ростом до 260-265 млн. т н.э. (520-530 млн. т) к 2040 г. При этом в Европейской части РФ будет добываться около 35-37 млн. т н.э. угля (Печорский, Донецкий бассейн и др.), в регионе Урала и Западной Сибири – 110-115 млн. т н.э. (Кузбасс) и в регионе Восточной Сибири и Дальнего Востока – 65-80 млн. т н.э. (Канско-Ачинский бассейн, Якутские угли и др.). Возможный экспорт угля оценивается в 65-70 млн. т н.э. в 2030 г. и 50-60 млн. т н.э. в 2040 г.

*Электроэнергетика.* Электроэнергетика является наиболее сложным объектом ТЭК. В результате реформы РАО ЕЭС не оправдались надежды на приход инвесторов, поэтому цены на электроэнергию не снизились: более того, они сегодня уже в 1,5-3 раза выше, чем в развитых странах, в пересчете по ППС. Вместо единого органа управления отраслью появились сотни независимых хозяйствующих субъектов, ориентированных на получение максимальной прибыли при минимальной ответственности перед потребителями электроэнергии. Сохранилась высокая степень монополизации электроснабжения. Раздробленность электрогенерирующих компаний не позволяет им концентрировать достаточное количество средств для модернизации и развития производства. Это стало основной причиной низкой инвестиционной привлекательности и высоких затрат в отрасли.

Проведенная реформа электроэнергетики не оправдала себя: не созданы ни рынок электроэнергии с конкурирующими участниками, ни эффективная отрасль. Последствия проведенной структурной перестройки электроэнергетики не оценены.

Современная российская электроэнергетика характеризуется быстрым устареванием генерирующего и сетевого оборудования, малым вводом новых электроэнергетических мощностей, не обеспечивающим необходимого масштаба их выбытия, большими потерями электроэнергии, низкой надежностью электроснабжения, а также недостаточным финансированием инвестиций. В результате, на собственные нужды и потери расходуется примерно пятая часть всей произведенной электроэнергии, происходят многочисленные отказы в ряде регионов от присоединения новых потребителей из-за отсутствия свободных мощностей, а достаточных средств для развития мощностей в компаниях не имеется. Незрелость государственных нормативных и экономических рычагов управления электроэнергетикой позволяет частным электроэнергетическим компаниям использовать разные предлоги для сокращения обязательных для них инвестиционных программ, не проводить энергосбережения.

Основу электроэнергетики составляют тепловые электростанции (70% по мощности), из них 60% работают на природном газе (в Европейской части РФ – до 90%). Прогресс в тепловой генерации связан с использованием газовых турбин на парогазовых электростанциях, имеющих более высокие КПД при сроках сооружения около трех лет. Сегодня практически полностью прекращено строительство новых угольных электростанций, особенно в восточных районах, имеющих достаточные запасы дешевых углей.

Основная часть потребителей электроэнергии находится в европейской части страны, не имеющей достаточных энергоресурсов для их обеспечения. В прогнозном варианте развития угольной энергетики прирост электропотребления обеспечивается или за счет транспорта угля из сибирских месторождений для новых тепловых электростанций (ТЭС), или за счет передачи электроэнергии от ТЭС, расположенных в Сибири у источников угля и воды.

Варианты железнодорожной перевозки углей для новых электростанций требуют или расширения пропускной способности и модернизации существующих железных дорог в направлении «восток-запад», или сооружения специальной углевозной дороги. Представляется, что по объемам и срокам выполнения всех работ и экономическим показателям вариант с углевозной дорогой будет малоэффективен.

Другим возможным решением проблемы электроснабжения европейской части страны при угольном варианте развития будет размещение электростанций вдоль западного берега р. Енисей с использованием дешевого бурого угля Канско-Ачинского бассейна. Электроснабжение европейских потребителей от этих ТЭС большой мощности может быть осуществлено, по мнению ряда энергетических организаций, по линиям электропередачи большой пропускной способности. По срокам выполнения, показателям затрат, энергетической и экономической эффективности этот вариант представляется предпочтительным. В то же время проблемными остаются возможности обеспечения разработки котлов большой мощности и оборудования для дальних ЛЭП большой пропускной способности из-за многолетнего перерыва в спросе на это оборудование и потери производственной и строительной базы.

Экономический потенциал гидроэнергетики почти полностью исчерпан в европейской части страны, отсутствует на Урале, относительно невелик в Западной Сибири. В Восточной Сибири и на Дальнем Востоке возможные крупные ГЭС с хорошими экономическими показателями крайне удалены от районов перспективного спроса, что делает их экономически проблемными.

В атомной энергетике, быстрое развитие которой позволило бы решить многие вопросы перспективного электрообеспечения европейского и уральского регионов, слабая машиностроительная база реально не позволяет вводить более одного-двух атомных энергоблоков в год при желательном росте ввода до трех-четырех блоков и более. При этом значительная часть производственных и строительных мощностей занята выполнением зарубежных заказов.

Затруднен выбор новых строительных площадок для атомных электростанций. Негативное отношение к атомным электростанциям населения заставило сооружать новые АЭС на площадках уже существующих атомных электростанций, выработавших возможные сроки их продления. С одной стороны, это удешевляет строительство АЭС за счет использования созданной производственной, социальной инфраструктуры и линий электропередач. Но с другой – не позволяет строить новые АЭС в соответствии с новым размещением электрических нагрузок, что создает дополнительные нагрузки в электрических сетях, требует их развития, приводит к излишней концентрации атомных мощностей в одном месте.

В ограниченном масштабе смогут найти применение малые АЭС (единичной мощности до 30-40 МВт) в удаленных районах с дорогим привозным топливом. Но сегодня предлагаемая стоимость таких станций экономически неоправданна, и без государственной поддержки соответствующие проекты не могут быть реализованы.

Необходимо разработать разумную стратегию развития ядерной энергетики России, так как все предыдущие не были реализованы. Следует также уточнить, какого типа реакторы: традиционные водо-водяные или на быстрых нейтронах, – будут развиваться в перспективе. Появление первых термоядерных электростанций лежит за пределами периода прогноза.

По оценкам специалистов, сооружение новых АЭС целесообразно только при их стоимости не более 2500 долл./кВт и сроках строительства менее пяти лет. Отклонение от этих параметров будет сокращать возможные вводы новых АЭС.

Снижение единичных мощностей генерирующего оборудования на газе обеспечивает получение ряда новых энергетических и экономических эффектов, но пока нет обобщенных оценок возможных масштабов широкого применения у потребителей рассредоточенных энергогенерирующих мощностей и изменения производственной инфраструктуры.

Разрушение энергоремонтной базы и неспособность российского энергетического машиностроения обеспечить замену выбывающего оборудования и ввод новых мощностей сформировали новую для российской электроэнергетики нарастающую ориентацию на зарубежные фирмы с их дорогим сервисным обслуживанием.

Сетевое электрохозяйство страны, оставшееся в руках государства после реформирования электроэнергетики, пока не имеет должного развития. Электрические сети, сооруженные в советское время в условиях плановой экономики, с конфигурацией электрических потоков, рассчитанной на централизованное управление ими, не могут обеспечить экономичный транспорт электроэнергии в рыночных условиях. Это приводит к росту потерь электроэнергии. Федеральная сетевая компания должна иметь финансовые средства, достаточные для перестройки и развития сетей напряжением 110 кВ и выше. Необходимо обеспечить связи между работающими изолированно тремя частями ЕЭС России: энергосистемой Европейской части и Урала, энергосистемой Сибири и энергосистемой Дальнего Востока. Эта связь может дать существенный энергетический и экономический эффект, так как позволит обеспечить резервирование электрических мощностей и тем самым снизить остроту их современного дефицита. Ряд Объединенных генерирующих компаний и Теплогенерирующих компаний не выполняет своих инвестиционных обя-

зательств, что сдерживает развитие экономики страны. В таких случаях действенным шагом будет последовательное возвращение под контроль государства крупнейших в стране тепловых электростанций, которые являются опорными мощностями в формировании и развитии ЕЭС России и всей электроэнергетики страны. Без такого маневра надежно развивать и перестраивать экономику страны нельзя из-за возможного возникновения глубоких дисбалансов как в самой ЕЭС России, так и в территориальном росте потребительского спроса.

Многие из перечисленных вопросов нашли отражение в разрабатываемой Минэнерго России программе модернизации электроэнергетики до 2030 г.

По расчетам ИНИ РАН, выработка электроэнергии в стране должна возрасти с 1038 млрд. кВт·ч в 2010 г. до 1355 млрд. кВт·ч (*Сценарий 1*) и 1820 млрд. кВт·ч (*Сценарий 2*) в 2030 г., а установленные мощности – с 230 млн. кВт до 270 млн. кВт (*Сценарий 1*) и 395 млн. кВт (*Сценарий 2*). К 2040 г. выработка может возрасти до 1390-2585 млрд. кВт·ч, а установленные мощности электростанций – до 275-590 млн. кВт.

*Теплоснабжение.* Неблагополучие с теплообеспечением страны уже признается на государственном уровне, но новая парадигма развития теплоснабжения не разрабатывается, а предпочтение отдается уже давно проложенному пути. Основными источниками теплоснабжения остаются котельные и ТЭЦ в системах централизованного теплоснабжения (СЦТ). Остальные источники по объему отпуска тепла (АЭС, электробойлерные, утилизация тепловых отходов производств, геотермальные) малозначительны. Обеспечение потребителей теплом осуществляется большей частью от СЦТ, однако в последние годы проявилась тенденция перехода к децентрализованному теплоснабжению, доля которого достигла, по нашим оценкам, 25-30% в суммарном объеме производства тепла в РФ. Развитие этого способа теплоснабжения связано как с ростом индивидуального домостроения, отвечающего современному уровню комфорта, так и со стремлением избавиться от высоких тарифов на тепло в СЦТ и от огромных потерь в тепловых сетях.

При правильном применении принцип комбинированной выработки тепловой и электрической энергии (теплофикация), способный обеспечить более высокую эффективность по сравнению с отдельной выработкой энергии, сохранит свои преимущества в центрах потребления энергии с высокой плотностью тепловых нагрузок при растущих ценах на энергоресурсы, особенно при выработке электроэнергии на угольных электростанциях. Необходимо четко определить зоны эффективного использования теплофикации. В районах со средними и малыми нагрузками должны получить развитие системы энергоснабжения на базе мини- и микро-ТЭЦ с газотурбинными установками или газопоршневыми машинами.

Устранение потерь тепла в теплотрассах, связанное с заменой трубопроводов на новые из современных материалов при использовании эффективных методов прокладки и замены трубопроводов, должно стать приоритетной задачей в СЦТ. Однако сегодня это пока финансово недоступно для подавляющей части теплоснабжающих компаний. В то же время рост износа трубопроводов и потерь тепла стал критическим. В ряде населенных пунктов потери тепла в теплотрассах достигают 30% и более<sup>12</sup>. Оплачивать эти потери приходится населению.

В теплоснабжении не может быть единого решения для всех случаев. Необходимую структурную перестройку следует осуществлять применительно к конкретным реальным условиям, которые по существу индивидуальны для каждого населенного пункта. Из всех секторов ТЭК именно теплоснабжение нуждается в структурной перестройке в первую очередь.

<sup>12</sup> По некоторым оценкам, в отдельных случаях потери тепла от ТЭЦ до потребителя составляют более 50% [14].

По оценкам ИНП РАН, спрос на тепло в системах централизованного теплоснабжения за счет сокращения потерь тепла в зданиях (на 30% за каждые десять лет) и снижения потерь при транспорте тепла потребителям до 10% практически может остаться на современном уровне. Ожидается, что к 2030 г. выработка тепла в СЦТ при условии проведения активной политики энергосбережения и сокращения теплопотерь в сетях может составить около 1445-1520 млн. Гкал по сравнению с 1369 млн. Гкал в 2010 г. К 2040 г. она может достичь 1500-1565 млн. Гкал. Проведение разумной политики в области развития теплофикации позволит увеличить выработку тепла на ТЭЦ всех типов при сокращении отпуска от котельных. После 2030 г. активную роль в теплоснабжении потребителей должны получить тепловые насосы, доля которых в 2040 г. может достигать 20% и более в суммарной выработке тепла в СЦТ.

*Новые источники энергии и технологии.* Технологии использования возобновляемых источников энергии, кроме крупных ГЭС, в настоящее время имеют высокие удельные капиталовложения и высокую себестоимость электроэнергии. В 2010 г. их доля в энергетическом балансе страны не превышала 1,5%. На перспективу прогнозируется ее увеличение до 3-4%. Имеющиеся оценки экономической эффективности и высокие темпы развития возобновляемых источников энергии за рубежом свидетельствуют в пользу освоения и внедрения новых технологий энергопроизводства в промышленное использование.

Прогресс в использовании новых источников энергии будет определяться двумя факторами: 1) темпами снижения стоимости новых источников энергии и стоимости дублирующих мощностей в энергосистемах; 2) активной государственной поддержкой в случае принятия ограничений на выбросы CO<sub>2</sub>.

На этом фоне наибольший интерес для России в рассматриваемой перспективе будут представлять:

- использование органических отходов промышленности, сельского и коммунально-бытового хозяйства, включая биогаз;
- солнечные фотоэлектрические преобразователи нового поколения пленочного типа с КПД более 20%;
- тепловые насосы, работающие на низкопотенциальном тепле водоемов, рек, морей (для крупных потребителей, снабжаемых теплом от СЦТ) и тепле грунта (для индивидуальных потребителей);
- ветровая энергетика преимущественно в районах, отрезанных от систем централизованного электроснабжения;
- глубинное тепло Земли при условии освоения новых дешевых технологий бурения глубинных скважин;
- другие «прорывные» технологии, которые пока проходят лабораторные испытания, но в перспективе одного-двух десятилетий могут оказать значительное влияние на эффективность выработки энергии.

*Выбросы углекислого газа.* Предлагаемая траектория развития топливно-энергетического баланса страны в период до 2040 г. даже без применения специальных мер по ограничению выбросов обеспечивает сохранение на протяжении всего периода выбросов CO<sub>2</sub> на уровне ниже 1990 г., зафиксированного в Киотском протоколе. При этом небольшой рост будет наблюдаться до 2030 г. с последующим сокращением к 2040 г. до уровня на 10-20% ниже 1990 г. Ожидаемая карбоноёмкость ВВП (отношение выбросов CO<sub>2</sub> объектами ТЭК к объёму ВВП) сокращается в 2,7-4,7 раза по сравнению с 2000 г.

Между тем, если будут приняты международные соглашения по сокращению выбросов углекислого газа после срока действия Киотского протокола и ограничению роста температуры планеты не более 2°C к 2050 г., то придется вводить спе-

циальные ограничения на выбросы CO<sub>2</sub>, что потребует радикальных изменений в структуре топливо-энергетического баланса страны в сторону увеличения доли безуглеродных видов энергии.

*Инвестиции.* Оценки ожидаемого спроса на инвестиции в ТЭК по десятилетним периодам (см. табл. 5) показывают, что к 2030 г. ежегодные инвестиции должны, по крайней мере, удвоиться по сравнению с требуемыми капиталовложениями в период 2000-2010 гг., а к 2040 г. возрасти еще на 15-20%. При этом в структуре инвестиций следует предусмотреть опережающий рост вложений в электро- и теплоэнергетику. Доля этого сектора в суммарных инвестициях в ТЭК должна возрасти более чем в 2 раза: с 13% в период 2000-2010 гг. до 27% к 2040 г. Соответственно следует ожидать некоторого относительного сокращения инвестиционного спроса в топливодобывающих отраслях, где будут преобладать вложения в нефте- и газодобывающую промышленность при незначительной величине капитальных затрат в угольной промышленности, несмотря на ее заметный рост.

Рассмотренные прогнозы соответствуют «умеренным» представлениям о внешних и внутренних условиях развития ТЭК страны. Между тем с определенной долей вероятности можно допускать ряд ситуаций, которые могут в корне изменить предполагаемые темпы и пропорции развития ТЭК. К числу таких ситуаций можно отнести:

- 1) наступление пика мировой добычи нефти;
- 2) введение ограничений на выбросы CO<sub>2</sub>;
- 3) отход от принципов централизации в энергоснабжении и интенсивный переход на децентрализованные (рассредоточенные) схемы электро- и теплоснабжения;
- 4) появление на рынке принципиально новых энергетических технологий, как например, LENR – Low Energy Nuclear Reactions<sup>13</sup>, глубинное тепло Земли, космическая энергетика и другие, кажущиеся сегодня экзотическими, способы получения энергии.

### Литература

1. Ивантер В.В., Ксенофонтов М.Ю. Концепция конструктивного прогноза роста российской экономики в долгосрочной перспективе // Проблемы прогнозирования. 2012. № 6.
2. Некрасов А.С., Синяк Ю.В. Прогнозные оценки развития топливо-энергетического комплекса России до 2030 года (Сценарный подход). ИИП РАН. М., 2007.
3. U.S. Energy Information Administration. International Energy Outlook 2011.
4. Некрасов А.С., Синяк Ю.В. Проблемы и перспективы развития российской энергетики на пороге XX века // Проблемы прогнозирования. 2004. № 4.
5. USGS. Circum-Arctic Resource Appraisal: Estimates of Undiscovered Oil and Gas North of the Arctic Circle. <http://pubs.usgs.gov/fs/2008/3049/fs2008-3049.pdf> (21.08.2012)
6. Недрa России. Т. 1. Полезные ископаемые. Санкт-Петербургский горный институт (технический университет). СПб.-М., 2001.
7. USGS. World Petroleum Assessment 2000.
8. Masters C. D., Root D. H., Turner R. M. World Resource Statistics for Electronic Assess. USGS. 1997.
9. BP Energy Statistics. 2002.
10. Потенциал возобновляемых источников энергии в России. Существующие технологии. Аналитический обзор. Российско-Европейский Технологический Центр. 2002.
11. International Energy Agency. «World Energy Outlook 2011. Are We Entering a Golden Age of Gas?».
12. Энергоэффективность в России: скрытый резерв. Мировой банк. Электронный ресурс Режим доступа. [http://www.cenef.ru/file/FINAL\\_EE\\_report\\_rus.pdf](http://www.cenef.ru/file/FINAL_EE_report_rus.pdf) (21.08.2012)
13. Министерство экономического развития РФ. Сценарные условия долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года. Москва, апрель 2012 Режим доступа. [http://www.economy.gov.ru/minrec/activity/sections/macro/prognoz/doc20120428\\_0010](http://www.economy.gov.ru/minrec/activity/sections/macro/prognoz/doc20120428_0010) (21.08.2012)
14. Российская газета. 9 августа 2012. № 182.

<sup>13</sup> Низкотемпературные ядерные реакции.