

**ВЛИЯНИЕ КЛИМАТИЧЕСКИХ РИСКОВ
НА ТЕМПЫ И СТРУКТУРУ РАЗВИТИЯ
РОССИЙСКОГО ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО
КОМПЛЕКСА В ПЕРВОЙ ПОЛОВИНЕ ХХІ века**

Озабоченность многих стран угрозами изменения климата заставляют обращать все большее внимание на проблемы развития энергетики как основного источника антропогенных выбросов в атмосферу. В этой связи проблемы перестройки систем энергоснабжения являются центральными при разработках стратегий адаптации экономики к угрозам климатических изменений. Сейчас все более отчетливо проявляется основной тренд развития мировой энергетики, вытекающий из целей и задач такой стратегии: *энергия должна быть чистой, дешевой и доступной*. Такой подход предполагает целенаправленные изменения в ресурсной обеспеченности традиционными видами топлива, технический прогресс во всех сферах энергохозяйства, совершенствование методов анализа и управления процессами генерирования всех форм энергии и их использования. Несомненно, это требует серьезных и глубоких изменений в структуре производства и использования топливно-энергетических ресурсов. При этом, чем раньше будет осознана необходимость этих изменений, тем с меньшими потерями и затратами будут происходить эти изменения.

В 2009 г. на конференции ООН в Копенгагене были приняты соглашения стран о том, что для предотвращения критических антропогенных изменений в климатической системе рост глобальной средней температуры должен быть ограничен менее чем 2°C к середине века [1]. Сейчас этот уровень принят за точку отсчета во всех климатических стратегиях. Было подсчитано, что ограничение совокупных выбросов парниковых газов до

1000 Гт CO₂ эквивалента (экв) приведет с 25-процентной вероятностью к глобальному потеплению, превышающему 2°C, в то время как совокупный предел 1440 Гт CO₂ приведет с 50-процентной вероятностью потепления выше, чем 2°C [2; 3]. Соответствующий сценарий стабилизации выбросов, разработанный IPCC [4], оценивает общие выбросы в размере примерно 1600 Гт CO₂-экв в период с 2000 до 2100 г. Для сравнения: в сценариях без дополнительных мер по сокращению выбросов следует ожидать величину кумулятивных выбросов в период 2000-2050 гг. на уровне 2500-4000 ГтCO₂-экв и дополнительно 2100-3300 Гт CO₂-экв в период с 2050 до 2100 г. Таким образом, ограничение роста глобальной температуры 2°C потребует сокращения кумулятивных выбросов CO₂ примерно 1000-3000 Гт CO₂ до 2050 года, и 3000-6000 Гт CO₂ до 2100 [5]¹.

Компания PricewaterhouseCoopers [6] в рамках этой идеи разработала для большинства стран мира примерные целевые установки по сокращению выбросов углерода до 2050 г. В частности, для России была рекомендована квота в размере 4% величины допустимых глобальных выбросов до 2050 г., т.е. не более 50-52 Гт CO₂. С учетом вероятного роста ВВП страны и энергопотребления достижение этих предельных границ потребует сокращения карбоноёмкости ВВП страны к середине века на 90%.

Россия не может оставаться вне этого тренда, чтобы поддерживать свой международный авторитет и обеспечивать высокотехнологичное развитие ТЭК. Между тем до сих пор исследования по оценке влияния возможных ограничений на выбросы парниковых газов не получили должного понимания и поддержки со стороны руководства страны и научных организаций.

Учитывая, что около 70-75% выбросов CO₂ приходится на диоксид углерода, образующийся при сжигании топлив, то решающую роль в борьбе с глобальным потеплением будут играть меры по сокращению потребления органических топлив в энергетиче-

¹ Здесь следует важный вывод, что допустимые размеры выбросов CO₂ во много раз меньше запасов углерода, содержащегося в органических топливах в недрах планеты. Это означает, что введение ограничений на выбросы CO₂ принудит оставить в недрах неиспользованными значительную часть природных запасов топлива, в первую очередь угля. (более подробно см. в [7-8]).

ских установках. Основными направлениями, которые способствуют решению проблемы сокращения выбросов CO₂ в энергетике в условиях растущего спроса на энергию являются:

- снижение энергоёмкости экономики за счет повышения эффективности использования энергоресурсов;
- сокращение карбоёмкости потребляемой энергии за счет изменения структуры первичных источников энергии в сторону увеличения использования природного газа, а также доли безуглеродных технологий получения энергии (атомная энергия, возобновляемые источники энергии);
- совершенствование энергетической эффективности и снижение затрат на получение энергии в новых и традиционных энергетических процессах.

Как видно из табл. 1, Россия обладает большими резервами для выполнения поставленной задачи по сохранению климата в долгосрочной перспективе.

Таблица 1

Тенденции изменения основных факторов, влияющих на эффективность политики сохранения климата в ряде регионов мира

Фактор	Год (период)	Россия	ОЭСР	Китай	Мир
Энергоёмкость ВВП, т н.э./1000 долл.	2000	0,491	0,168	0,345	0,211
	2013	0,331	0,148	0,116	0,184
	2000-2013 (%/год)	-3*	-1,6	-2,1	-1
Карбоёмкость энергопотребления, тCO ₂ /т н.э.	2000	2,43	2,34	2,86	2,26
	2013	2,28	2,26	2,82	2,29
	2000-2013 (%/год)	-0,64**	-0,3	-0,28	+0,07
Доля безуглеродных топлив в энергопотреблении, %	2000 (%)	10,4	15,4	7,3	13,0
	2013 (%)	11,8	17,8	10,8	13,7
	2000-2013 (проц. п.)	+1,4	+2,4	+3,5	+0,7
Карбоёмкость ВВП, т CO ₂ /1000 долл.	2000	1,19	0,39	0,99	0,48
	2013	0,75	0,31	0,74	0,42
	2000-2013 (%/год)	-2,1***	-1,62	-3,85	-1,27

* Снижение энергоёмкости получено в основном за счет сокращения энергоёмких производств; в дальнейшем этот фактор будет играть меньшую роль, соответственно уменьшатся и темпы снижения.

** Рост потребления природного газа, несомненно, способствовал сокращению карбоёмкости энергопотребления, но одновременно тормозил расширение использования безуглеродных технологий; при отсутствии ограничений на выбросы CO₂ эта тенденция сохранится.

*** Несмотря на заметное снижение карбоёмкости ВВП, для выхода на целевые установки глобальной стратегии сокращения рисков критического потепления климата к 2050 г. эти темпы должны быть повышены не менее чем в два раза.

Анализ показывает, что сохранение текущих темпов изменения основных показателей развития мировой энергетики никак не может быть признано оправданным. В частности, для России среднегодовой темп изменения карбооемкости ВВП в период 2000-2013 гг. составлял 2,1%, тогда как для снижения карбооемкости ВВП к 2050 г. на 90%, как это вытекает из требований сохранения повышения температуры не более чем на 2°C, требуется увеличение темпов до 4,5-5% в год. В других странах ситуация не лучше. Поэтому сценарные условия на разработку долгосрочных прогнозов развития ТЭК должны обязательно включать анализ последствий введения значительных ограничений на выбросы CO₂.

Между тем, если введение ограничений на выбросы CO₂ практически неизбежно, то далеко не однозначны пути достижения этой цели.

Существуют две точки зрения, как этого можно достичь: одна заключается в продолжении политики ориентации на централизованное производство электроэнергии на базе крупных объектов (т.е. АЭС), базируясь на существующей инфраструктуре магистрального транспорта и распределения электроэнергии; другая предполагает переход к децентрализованным системам энергообеспечения на базе возобновляемых источников энергии (ветровой, солнечной, сухого тепла планеты и т.п.).

Системы на базе АЭС, кроме основных нерешенных вопросов – захоронение отходов, нераспространение ядерного оружия и т.п. – имеют тенденцию к возрастанию стоимости установленной мощности. До недавнего времени стоимости АЭС оценивались на уровне примерно 3000 долл./кВт, но сегодня по последним проектам АЭС в развитых странах стоят намного дороже. Так, по последним оценкам, новая АЭС Hinkley Point C в Великобритании мощностью 3,2 млн. кВт обойдется в 24,5 млрд. фунтов (почти 37 млрд. долл.), т.е. около 12750 долл./кВт (<http://rt.com/uk/222947-uk-scrutiny-china-nuclear/>). Стоимость сооружения новой АЭС в США Levy, мощностью 2,4 млн. кВт, в течение последних пяти лет возросла с 3,5 млрд. до 22,5 млрд. долл., а в действительности будет стоить не менее 29,3 млрд. долл. (т.е. около 12200 долл./кВт). (<http://www.ucsusa.org/our-work/nuclear-power/nuclear-power-cost/florida-and-georgia-nuclear-power-projects-too-risky>).

Одновременно происходит значительное снижение стоимости новых источников энергии. Ожидается, что к 2017 г. стоимость солнечных фотоэлектрических электростанций составит 1000 долл./кВт, что обеспечит получение электроэнергии по 5 ц/кВт·ч. Это будет в несколько раз ниже, чем у АЭС с высоким коэффициентом загрузки мощности (<http://www.greentechmedia.com/articles/read/First-Solar-CEO-By-2017-Well-be-Under-1.00-Per-Watt-Fully-Installed>).

По данным Министерства энергетики США, новые контракты на ветровую энергию в США уже заключаются по цене 2,5 ц/кВт·ч (<http://emp.lbl.gov/sites/all/files/lbnl-6809e.pdf>). Вполне вероятно, что перспективное развитие электроэнергетики пойдет по пути децентрализованных технологий генерирования электроэнергии. Недостатки, обусловленные переменным характером отдачи энергии от некоторых новых источников (солнечная, ветровая энергия и др.), компенсируются прогрессом технологий хранения энергии (прежде всего – электроэнергии). В этой области также наблюдается улучшение характеристик плотности энергии, долговечности устройств и затрат².

Эти два фактора – введение ограничений на выбросы CO₂ и сдвиги в структуре генерации в направлении к новым источникам энергии – были исследованы в процессе разработки долгосрочных прогнозов развития ТЭК России на базе модельного комплекса, используемого в ИНП РАН.

Для оценки влияния ограничений на изменение структуры топливно-энергетического баланса России к 2030 г. было рассмотрено несколько сценариев³. Основное внимание в них было уделено анализу влияния введения ограничений на выбросы CO₂ и исследованию неопределенности в оценках стоимости основных безуглеродных технологий (АЭС и но-

² За последние годы стоимость электроэнергии от литиевых аккумуляторов снизилась с 700-800 долл./кВт·ч до 200-250 долл./кВт·ч. По оценкам Deutsche Bank (2015), в течение ближайших пяти лет стоимость хранения электроэнергии в аккумуляторах может снизиться до 100 долл./кВт·ч [12].

³ Подробнее о подходах и результатах моделирования развития ТЭК России в период 2000-2060 гг. (см. напр., в [9-10]).

вых источников энергии)⁴. Некоторые результаты этих расчетов рассмотрены ниже.

Расчеты выполнены для низких темпов роста экономики России в рассматриваемом периоде (не выше 3% в год), при скорректированной численности населения страны с учетом присоединения Крыма, при умеренных темпах снижения энергоемкости ВВП по полезной энергии в пределах 2-2,5% в год. Для этих исходных условий рассмотрено несколько вариантов:

- в части ограничений на выбросы CO₂: (1) – без ограничений на всем протяжении периода рассмотрения; (2) – при условии сокращения выбросов CO₂ к 2050 г. в 3 раза по сравнению с текущими значениями (2010 г.)⁵;
- в части соотношения стоимости основных безуглеродных технологий – АЭС и новых источников энергии (возобновляемые энергоресурсы): (а) – сохранение стоимости 1 кВт(э) АЭС на постоянном уровне (3000 долл./кВт(э)) при умеренном снижении затрат в новые источники энергии (до 2 раз к 2010 г. – с 4000 долл. до 2000 долл./кВт(э)), (б) – медленный рост стоимости АЭС (до 6000 долл./кВт(э) – в 2 раза к 2010 г.) и интенсивное снижение в новые источники энергии (до 1000 долл./кВт(э), в 4 раза к 2010 г.).

Эти варианты позволили сформировать четыре комплексных сценария:

- Сценарий 1: варианты 1+a;
- Сценарий 2: варианты 1+b;
- Сценарий 3: варианты 2+a;
- Сценарий 4: варианты 2+b.

⁴ Последнее обстоятельство позволяет оценить нагрузки на безуглеродные технологии в решении вопросов снижения выбросов CO₂. Дело в том, что в последнее время проекты новых электростанций, предлагаемых к сооружению в развитых странах, имеют удельные затраты в 2-3 раза выше, чем построенных в прошлые годы, что несомненно приведет к удорожанию электроэнергии от АЭС. С другой стороны, новые источники электроэнергии (главным образом, ветровой и солнечной) демонстрируют стремительное снижение удельных затрат, что в ближайшие годы сделает их конкурентоспособными с тепловыми электростанциями. В этих условиях рассмотрение конкуренции АЭС и новых источников энергии представляет особый интерес.

⁵ Это примерно соответствует выходу к 2050 г. на уровень снижения карбоноёмкости ВВП на 90%.

При моделировании сценариев были учтены факторы удорожания традиционных топлив в связи с истощением ресурсной базы, снижение затрат в новые источники энергии в связи с прогрессом в их разработке и освоении, появление новых безуглеродных и малоуглеродных технологий в сфере генерирования и использования энергии – солнечные и ветровые электростанции, использование сухого тепла Земли, тепловые насосы, топливные элементы, водородное топливо, электромобили, синтетические моторные топлива и т.п.

На рис. 1 приведены расчеты прогнозов потребления конечной энергии в России по двум рассмотренным сценариям. Как видно из рис. 1, в вариантах без ограничений на выбросы CO₂ влияние изменения стоимости безуглеродных технологий практически не ощутимо в рассматриваемой перспективе. При низких темпах экономического роста (около 3% в год) и относительно высоких темпах повышения эффективности использования энергии (2-2,5% в год) рост потребления конечной энергии составит 8-11% по сравнению с 2010 г.

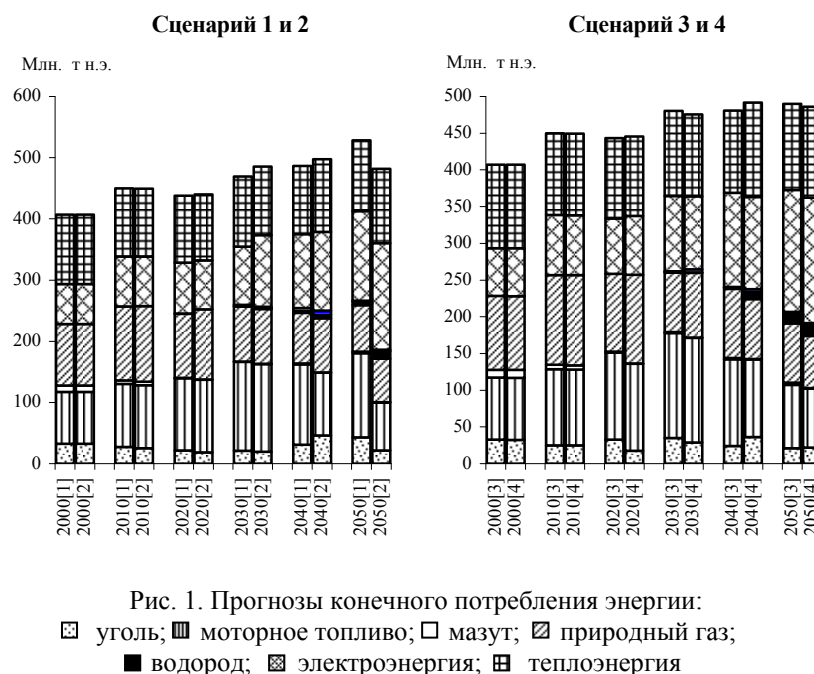


Рис. 1. Прогнозы конечного потребления энергии:

- уголь; ■ моторное топливо; □ мазут; ▨ природный газ;
- водород; ▩ электроэнергия; ▤ теплоэнергия

Наиболее активно растет потребление электроэнергии, доля которой возрастет с 18% в 2010 г. до 23-24% к середине века. Прямое использование топлива будет возрастать до 2030 г. и сокращаться за его пределами.

Введение рекомендуемых ограничений на CO₂ потребует более интенсивной электрификации производственных и бытовых процессов, так как основные безуглеродные технологии используются в генерировании электроэнергии. В результате доля электроэнергии в конечном потреблении должна резко возрасти: до 35-37% к 2050 г. Снижение стоимости новых источников энергии будет стимулировать расширение электрификации.

На рис. 2 приведены результаты по ожидаемой выработке электроэнергии. Здесь следует ожидать еще более разительных изменений.

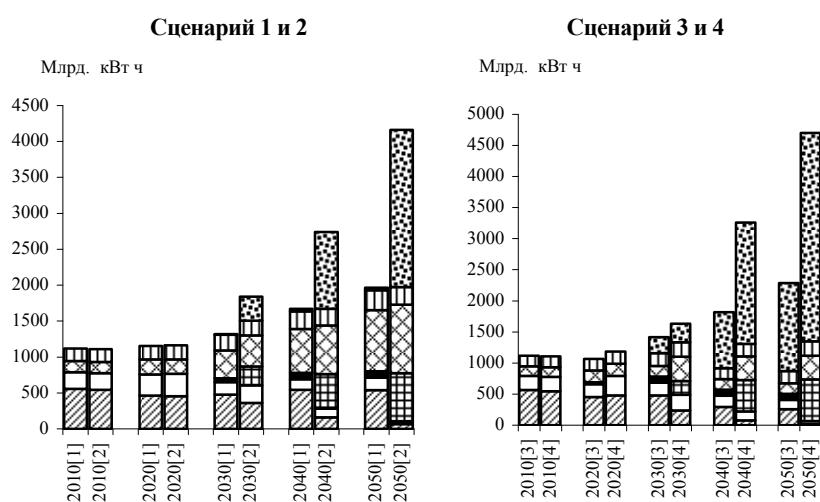


Рис. 2. Прогнозы генерирования электроэнергии:
 ▨ КЭС; □ ТЭЦ; ■ ГТУ-ТЭЦ; ▩ топливные элементы;
 ▤ АЭС; ▦ ГЭС; ▧ новые источники

В целом выработка электроэнергии в сценариях без ограничений на CO₂ должна возрасти к 2050 г. в 2 и более раза и составить 2100-2200 млрд. кВт·ч (сценарии 1 и 2). При этом при стабильной стоимости сооружения АЭС (сценарий 1) сохра-

няются существующие тенденции: рост выработки на тепловых электростанциях до 2050 г. возрастет на 55-60%, а на АЭС – в 3 раза. К концу периода доля новых источников в общей выработке электроэнергии не превысит 1,5%. При разнонаправленных трендах изменения стоимости ядерной энергии и энергии от новых источников картина к середине века будет выглядеть по-иному: после 2030 г. можно ожидать интенсивного расширения новых источников энергии, доля которых к середине века может достичь 50% и более. Вклад тепловых электростанций начнет сокращаться, а выработка АЭС практически останется на постоянном уровне.

Введение ограничений на выбросы CO₂ приведет к заметному росту электроэнергии в целом и ее доли, вырабатываемой на безуглеродных мощностях (сценарии 3 и 4). При этих условиях общая выработка электроэнергии может составить к 2050 г. 4300-4700 млрд. кВт·ч. Особенно быстрыми темпами будут расти новые источники энергии, доля которых даже при стабильных стоимостях АЭС возрастет до 40%, а при более интенсивном снижении стоимости новых источников (сценарий 4) – даже до 75%. При этом вполне вероятно частичное вытеснение атомной энергии в электроэнергетике.

Около половины вырабатываемой электроэнергии придется расходовать на процессы преобразования – получение водорода для использования в топливных элементах и для транспортных нужд, а также для получения тепла в тепловых насосах.

Прогнозируемые объемы выработки электроэнергии потребуют увеличения установленной мощности электростанций. При этом ожидается, что до 2020 г. больших изменений не произойдет, но в последующие годы следует ожидать существенных сдвигов в структуре установленных мощностей. Как показано на рис. 3, при отсутствии ограничений на выбросы CO₂ установленная мощность электростанций должна возрасти до 430-440 млн. кВт. Тепловые электростанции (КЭС и ТЭЦ) останутся основными в генерации, хотя их доля несколько сократится. Мощности АЭС должны возрасти в три раза по сравнению с современным уровнем. Доля новых источников будет увеличиваться и достигнет к 2050 г. 12-15%.

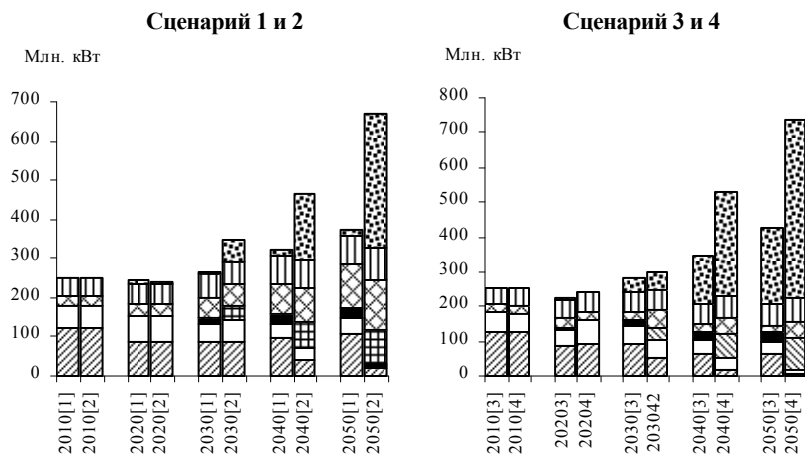


Рис. 3. Прогнозы установленной мощности электростанций:

□ КЭС; □ ТЭЦ; ■ ГТУ-ТЭЦ; ▨ топливные элементы;
 ▩ АЭС; ▨ ГЭС; ▨ новые источники

В сценарии 2 с разнонаправленными тенденциями изменения затрат в безуглеродные технологии доля новых источников может составить до 45% в суммарной установленной мощности электростанций в 2050 г.

Если будут вводиться ограничения на выбросы, то, как показано выше, это приведет к значительному росту потребления электроэнергии, что потребует увеличения установленной мощности электростанций до 850-900 млн. кВт, т.е. вдвое по сравнению с вариантами без ограничений на CO₂. При этом доля безуглеродных технологий возрастет до 60-80%.

На рис. 4 показаны ожидаемые выбросы углерода в атмосферу по двум рассматриваемым группам сценариев. В сценариях без ограничений на выбросы CO₂ вполне возможно, что после 2020 г. начнется сокращение выбросов. Здесь решающую роль будут играть слабый экономический рост, меры по повышению эффективности использования энергии и расширение использования безуглеродных технологий производства энергии. При этом в случае интенсивного снижения затрат в новые источники энергии выбросы к 2050 г. могут снизиться на 40-45% относительно уровня 2010 г., или практически в два раза уровня 1990 г.

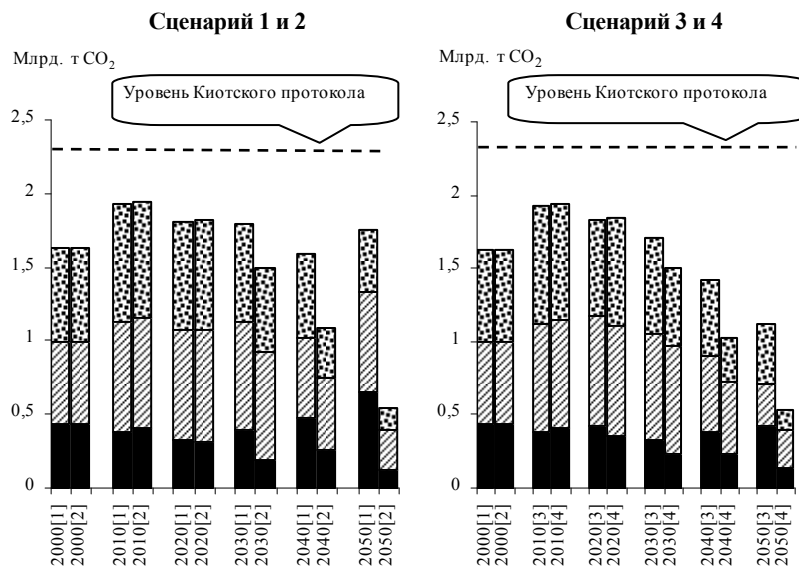


Рис. 4. Прогнозы выбросов CO₂ объектами ТЭК по видам топлива:
 ■ уголь; ▨ нефть; ▩ газ

Введение ограничений на выбросы (сценарии 3 и 4) приведет к заданным уровням выбросов, соответствующих рекомендациям ИРСС по стабилизации температуры на уровне 2°C.

Как показывают расчеты, ожидаемые инвестиции в развитие ТЭК в сценариях без ограничений на выбросы CO₂ должны возрасти к середине века примерно в два раза по сравнению с текущими значениями. Особенно интенсивно будет возрастать спрос в электроэнергетике, доля которой в суммарных капиталовложениях в ТЭК может возрасти с 30 до 50% и более (рис. 5). Заметный рост также ожидается в секторе транспорта энергоресурсов (в основном за счет сетевого фактора при сильном росте децентрализованной выработки электроэнергии на новых источниках). Суммарные инвестиции в ТЭК в первой половине XXI в. должны составить около 4,5 трлн. долл.

Однако переход к регулируемому ограничению выбросов CO₂ (напрямую или через соответствующие налоги) потребует значительных капиталовложений, поскольку это достигается в основном путем расширения использования безуглеродных технологий,

которые еще в течение нескольких десятилетий будут оставаться более капиталоемкими, чем традиционные источники энергии.

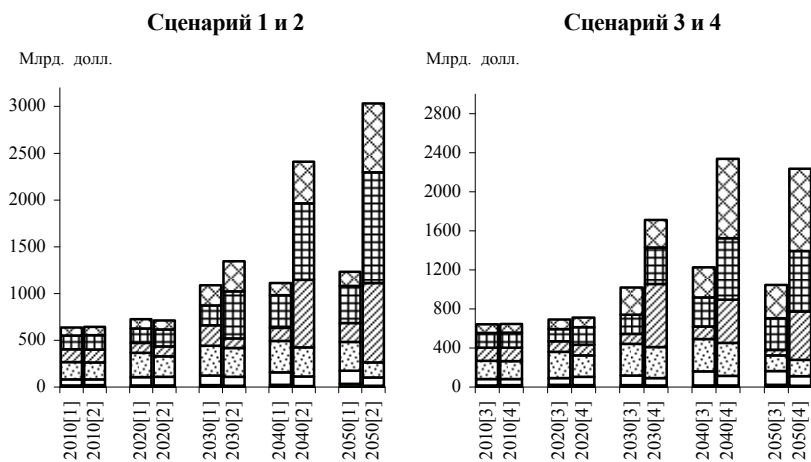


Рис. 5. Прогнозы инвестиционного спроса на развитие ТЭК:

■ уголь; □ газ; ▒ нефть; ▒ переработка топлива;
▒ генерирование электроэнергии и тепла; ▒ транспорт энергоресурсов

Этот вариант потребует в период 2010-2050 гг. вложений в размере 7-8 трлн. долл. Сможет ли российская экономика выделять такие инвестиции на перестройку энергетики? Ответ – скорее отрицательный. Это означает, что практически время на безболезненную адаптацию к изменению климата упущено и следует готовиться к подсчету ущербов от нарастания климатических изменений. Сопоставление дополнительных затрат в связи с введением ограничений и возможных ущербов от изменения климата позволит реально оценить целесообразность широкомасштабного перехода к безуглеродным технологиям.

В заключение следует подчеркнуть, что не менее важным являются исследования роли России в формировании мирового баланса углерода и особенно поглощающей способности территории страны по углероду. Исследования, выполненные в ИНП РАН, показывают, что на протяжении всего текущего столетия эмиссия углерода будет оставаться на существенно более низком уровне по сравнению с ожидаемым стоком углерода за счет

фотосинтеза лесов и другой естественной биоты и доли поглощения океаном. Как показано в [11], на протяжении текущего столетия поглощающая способность мирового океана и российской биоты намного превышают ожидаемые выбросы CO_2 . Здесь резервы поглощения даже в вариантах без введения ограничений на выбросы стабильно составляют около 500 МтС/год (рис. 6). Это означает, что территория России поглощает значительные объемы «чужого» углерода. Это обстоятельство следует обязательно учитывать при формировании позиции участия России в международных усилиях по сохранению климата планеты.

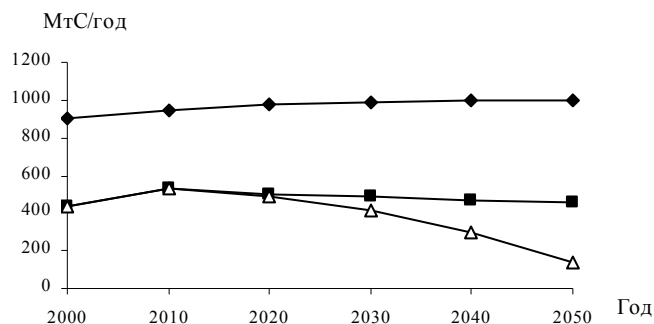


Рис. 6. Прогнозы выбросов углерода объектами ТЭС в сравнении с поглощающей способностью российской биоты: —◆— депонировано; —■— сценарий 1; —△— сценарий 2

Таким образом, в течение первой половины текущего столетия следует ожидать умеренного роста потребления конечной энергии при низких темпах экономического развития и систематическом повышении эффективности использования энергии. Устойчиво будет нарастать доля электроэнергии. Введение ограничений на выбросы CO_2 заставит наращивать темпы роста электрификации. При этом следует ожидать увеличения вклада безуглеродных технологий в генерирование электроэнергии. Однако сейчас конкретизировать основные направления этого процесса не представляется возможным, так как окончательно неясны тренды стоимости АЭС и новых источников энергии. Предварительный анализ показывает,

что, скорее всего, следует ожидать роста стоимости АЭС и значительного снижения новых источников энергии (особенно солнечной). Если этот прогноз оправдается, то при введении серьезных ограничений на выбросы CO₂ к 2050 г. около 80% электроэнергии необходимо будет производить на основе безуглеродных технологий (в настоящее время имеет место обратное соотношение). Это потребует серьезной перестройки электроэнергетики, как в части технической инфраструктуры, так и методов управления. Первые шаги в этом отношении в мире уже сделаны. В России это обстоятельство пока не получило должного понимания. Как результат, сокращение выбросов CO₂ в четыре раза потребует в два раза более капиталовложений, чем в варианте без ограничений на выбросы. Здесь возникает необходимость сопоставления дополнительных затрат на развитие ТЭК с устраненным ущербом от климатических изменений. Но количественные оценки этих ущербов плохо изучены, что выдвигает задачу оценки последствий изменения климата в разряд приоритетных. В любом случае в течение XXI в. выбросы CO₂ энергетическими объектами (около 70% всех выбросов углерода в атмосферу) будут оставаться намного меньше, чем величина поглощающей способности по углероду территории России.

Литература

1. UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change). 2009. Report of the Conference of the Parties on its fifteenth session, held in Copenhagen, December 7-19, 2009. Addendum. Part Two: Action Taken by the Conference of the Parties at its Fifteenth Session. FCCC/CP/2009/11/Add.1. United Nations Framework Convention on Climate Change.
2. Allen M.R., Frame D.J., Huntingford C., Jones C.D., Lowe J.A., Meinshausen M., Meinshausen N. 2009. Warming caused by cumulative carbon emissions towards the trillionth tonne. *Nature* 458(7242):1163-1166.
3. Meinshausen M., Meinshausen N., Hare W., Raper S.C.B., Frieler K., Knutti R., Frame D.J., Allen M.R. 2009. Greenhousegas emission targets for limiting global warming to 2°C. *Nature* 458(7242):1158-1196.
4. IPCC. Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change // Cambridge, UK: Cambridge University Press.
5. Climate Intervention: Carbon Dioxide Removal and Reliable Sequestration, Committee on Geoengineering Climate: Technical Evaluation and Discussion of Impacts; Board on Atmospheric Sciences and Climate; Ocean Studies

- Board; Division on Earth and Life Studies; National Research Council, 2015 (http://www.nap.edu/catalog.php?record_id=18805)
6. PricewaterhouseCoopers. PwC Low Carbon Economy Index. Dec. 2009.
 7. McGlade C., Eskins P. The geographical distribution of fossil fuels unused when limiting global warming to 2 °C, *Nature*, 517, 187-190 (08 January 2015).
 8. Сinyaк Ю.В. Экономическая оценка мировых запасов нефти и газа // *Проблемы прогнозирования*. 2015. № 6.
 9. Сinyaк Ю.В., Некрасов А.С., Воронина С.А., Семикашев В.В., Колпаков А.Ю. Топливо-энергетический комплекс России: возможности и перспективы // *Проблемы прогнозирования*. 2013. № 1.
 10. Сinyaк Ю.В. Сценарные условия и результаты прогнозирования развития ТЭК России и оценка выбросов CO₂ до 2060 г. // *Экологический вестник России*. 2014. № 10-12.
 11. Федоров Б.Г., Моисеев Б.Н., Сinyaк Ю.В. Поглощающая способность лесов России и выбросы углекислого газа энергетическими объектами // *Проблемы прогнозирования*. 2011. № 3.
 12. Deutsche Bank. Market Research: Industry Solar, Crossing the Chasm, 27 Feb. 2015.