

ИНСТИТУТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЦЕНТР ПРИ ПРАВИТЕЛЬСТВЕ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МИРА И РОССИИ ДО 2040 ГОДА



АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЦЕНТР
ПРИ ПРАВИТЕЛЬСТВЕ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



Москва, 2014

ПРОГНОЗ ПОДГОТОВЛЕН

ФГБУН «Институт энергетических исследований
Российской академии наук»

и ФГБУ «Аналитический центр при Правительстве Российской
Федерации»

Научный руководитель академик Макаров А.А., президент ИНЭИ РАН

Руководитель проекта к.э.н. Митрова Т.А.,
заведующая отделом ИНЭИ РАН

профессор Григорьев Л.М.,
к.э.н., главный советник руководителя ФГБУ «Аналитический центр при
Правительстве Российской Федерации»

АВТОРСКИЙ КОЛЛЕКТИВ:

Архипов Н.А.	инженер-исследователь ИНЭИ РАН
Галкин Ю.В.	ст. инженер ИНЭИ РАН
Галкина А.А.	научный сотрудник ИНЭИ РАН
Гимади В.И.	начальник управления по экономике отраслей ТЭК, ФГБУ «Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации»
Грушевенко Д.А.	научный сотрудник ИНЭИ РАН
Грушевенко Е.В.	научный сотрудник ИНЭИ РАН
Гутник А.Л.	инженер-исследователь ИНЭИ РАН
Елисеева О.А.	к.э.н., зав. лабораторией ИНЭИ РАН
Иващенко А.С.	независимый эксперт по макроэкономике
Капустин Н.О.	инженер-исследователь ИНЭИ РАН
Козина Е.О.	научный сотрудник ИНЭИ РАН
Кулагин В.А.	начальник Центра изучения мировых энергетических рынков ИНЭИ РАН
Курдин А.А.	к.э.н., начальник управления по стратегическим исследованиям в энергетике, ФГБУ «Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации»
Макаров И.А.	к.э.н., заместитель заведующего кафедрой мировой экономики НИУ «Высшая школа экономики»
Макарова А.С.	к.э.н., зав. лабораторией ИНЭИ РАН
Малахов В.А.	к.э.н., зав. отделом ИНЭИ РАН
Мельникова С.И.	научный сотрудник ИНЭИ РАН
Осипова Е.Д.	инженер-исследователь ИНЭИ РАН
Сурова Е.В.	инженер-исследователь ИНЭИ РАН
Тарасов А.Э.	к.т.н., ст. научный сотрудник ИНЭИ РАН
Урванцева Л.В.	ст. научный сотрудник ИНЭИ РАН
Хоршев А.А.	к.э.н., зав. лабораторией ИНЭИ РАН
Яковлева Д.Д.	инженер-исследователь ИНЭИ РАН

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
Раздел 1. Базовый сценарий	5
Предпосылки Базового сценария	5
Потребление первичной энергии	17
Электроэнергетика	23
Рынок жидких видов топлива	26
Рынок газового топлива	50
Рынок твердых видов топлива	66
Атомная энергетика	72
Возобновляемые источники энергии	74
Производство первичной энергии	78
Международная торговля	80
Выбросы CO ₂	82
Раздел 2. В поисках границ	86
Сценарий «Новые производители»	86
Сценарий «Другая Азия»	103
Раздел 3. Энергетика России	111
Внешние условия развития энергетики России	111
Внутреннее первичное энергопотребление и проблема энергоэффективности экономики	120
Производство энергоресурсов	128
Влияние ТЭК на экономику страны	147
Приложения	153
Страны и регионы	154
Энергетические балансы	155



ВВЕДЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ

За год, прошедший с момента выпуска предыдущего прогноза, в мировой экономике, энергетике и политике произошли определенные изменения, которые могут в перспективе серьезно сказаться на развитии мировых энергетических рынков:

- Немного более высокие показатели мировой экономики в сочетании с повышенным прогнозом численности населения ООН и более высокими отчетными значениями энергоемкостей по странам обуславливают более высокий прогноз мирового энергопотребления.

- Политический процесс, начавшийся вокруг Ирана, который в перспективе создает условия для его масштабного выхода на мировые рынки нефти и газа, а в сочетании с продолжающимся ростом добычи сланцевой нефти формируют все больше ожиданий избытка предложения и падения цен на нефть. Сценарий «сланцевого прорыва» мы детально рассматривали в прошлом году, реалистичное увеличение сланцевой нефте- и газодобычи учтено в Базовом сценарии, а еще более активное их наращивание мы оцениваем как маловероятное. В этом прогнозе детально рассматривается сценарий «Новые производители», оценивающий перспективы выхода на нефтегазовые рынки новых игроков – в первую очередь Ирана – и последствия избыточного предложения для рынков. Анализ фундаментальных факторов показал, что даже в сценарии, наиболее оптимистичном с точки зрения расширения добычи, цены на нефть снижаются не более, чем на 9 долл. 2010/барр., но при этом более дешевые поставщики вытесняют с рынка часть объемов, добываемых США и Россией. Выход новых поставщиков газа может на 50-60 долл. 2010/тыс. куб. м снизить цены на европейском и азиатском рынках, а также выдавить с них заметные объемы российского (70 млрд куб. м) и потенциального американского экспорта (45 млрд куб. м).

- Напряженность между ЕС и Россией неизбежно скажется на их взаимоотношениях в энергетической сфере. Мы не рассматриваем как реалистичный сценарий введения масштабных санкций, тем не менее, изменение энергетической политики Евросоюза приведет к существенным сдвигам в европейском энергобалансе и в результате – к изменению направлений поставок углеводородов.

- Анализ ключевых драйверов развития мировой энергетики позволил выявить еще один новый фактор, способный серьезно изменить конъюнктуру мировых рынков – есть серьезные основания полагать, что в ближайшее десятилетие будет достигнут пик добычи угля в Китае и в Индии. В этом случае двум наиболее крупным и динамично развивающимся азиатским экономикам потребуются значительные объемы дополнительных поставок энергоресурсов – в первую очередь, природного газа и угля. Кроме того, столкнувшись с такими ограничениями Китаю сложно будет продолжать выполнять функцию «всемирной мастерской» – многие промышленные производства в этом случае будут выводиться в другие развивающиеся страны Азии, Африки, а также в США и Россию, стимулируя их экономической рост и дополнительный энергетический экспорт. В сценарии «Другая Азия» мы оценили влияние этих обстоятельств на направления и объемы международной торговли энергоносителями.

Все эти процессы неизбежно отразятся на России – с одной стороны, возникают дополнительные риски, и в целом вероятность реализации негативных сценариев заметно возросла. С другой стороны, появляются и новые возможности – как, например, сценарий «Другая Азия».

Мы видим свою задачу в осуществлении регулярного анализа изменений внешних условий и реакции на них энергетики России, что особенно важно при подготовке новой версии Энергетической Стратегии Российской Федерации на период до 2035 года, в которой задействован весь коллектив авторов.



Раздел 1 БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ

РАЗДЕЛ 1. БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ

Были уточнены предпосылки базового сценария относительно темпов роста ВВП и населения, а также уточнена методология прогнозирования, что привело к корректировке прошлогоднего прогноза

Данный раздел уточняет, с учетом произошедших изменений, Прогноз развития мировой энергетики 2013 года¹ (Прогноз-2013). При подготовке Прогноза-2014 методология, использованная в предыдущем выпуске², была уточнена – в частности, были расширены и детализированы нефтяной и угольный блоки, более детально проработаны страновые прогнозы энергопотребления с использованием сложившихся трендов снижения энергоемкости ВВП по отдельным странам, учтено изменение распределения доходов населения.

Предпосылки Базового сценария

Основные предпосылки Прогноза-2014 (Таблица 1.1) очень близки к прошлогодним.

Таблица 1.1 – Основные предпосылки Базового сценария

Предпосылка	Описание
Технологии	Рассматриваются только те технологии, которые уже применяются в настоящее время либо прошли апробацию. Предполагается постепенное повышение конкурентоспособности новых технологий, а также поддержание сложившихся трендов снижения энергоемкости ВВП стран мира.
Энергетическая политика	Предполагается сохранение существующих приоритетов энергетической политики стран с постепенным внедрением объявленных уже на конец 2013 года планов и программ. Введены дополнительные предположения в отношении мер повышения энергобезопасности стран-импортеров энергоресурсов.
Демография	Население мира растет со среднегодовым темпом 0,9%, и к 2040 году увеличится почти на 2 млрд человек, превысив 9 млрд.
ВВП	Мировой ВВП растет со среднегодовым темпом 3,5%, и к 2040 году увеличивается в 2,8 раза по сравнению с уровнем 2010 года.

Источник: ИНЭИ РАН

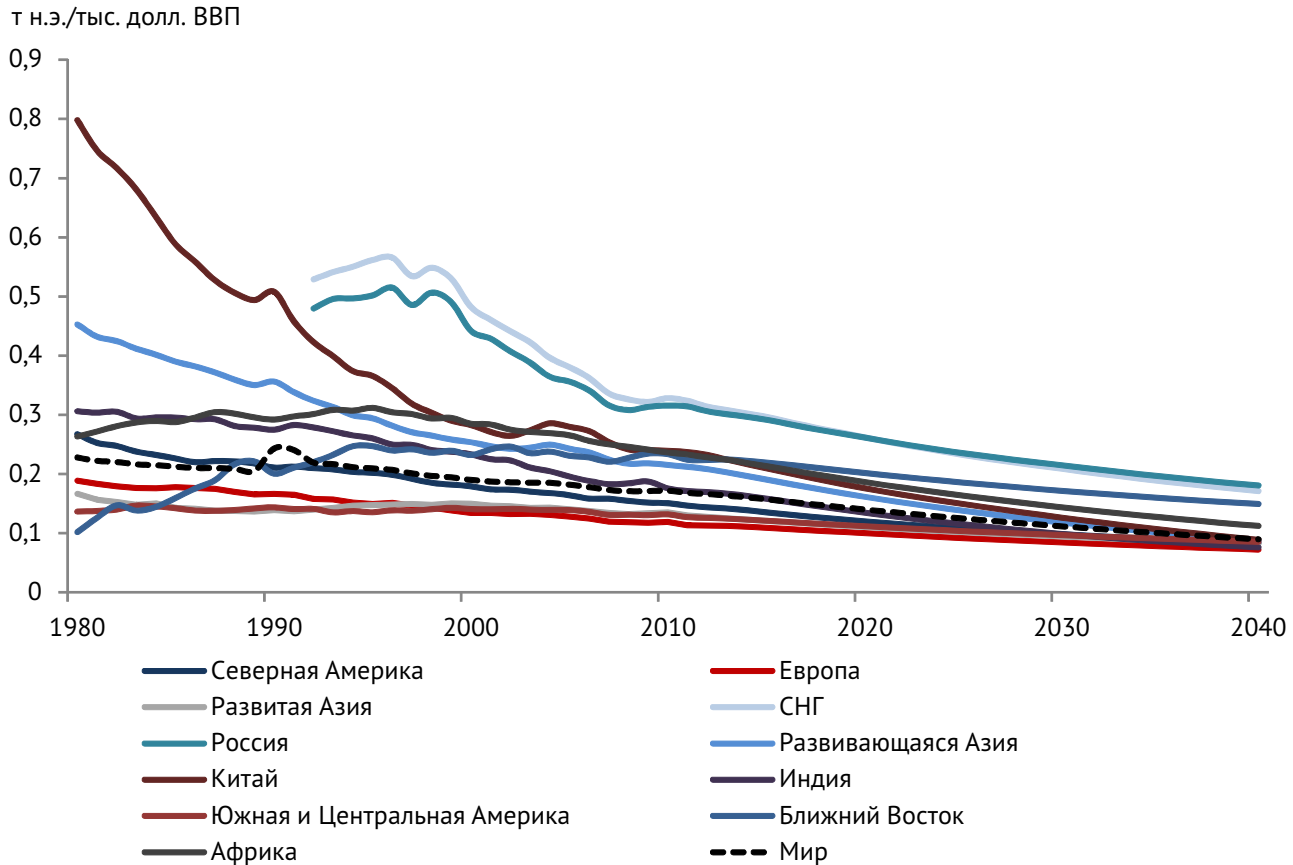
Заложен естественный ход научно-технического прогресса (НТП), который обеспечивает по мере внедрения новых технологий их постепенное удешевление, а также поддержание сложившихся трендов снижения энергоемкости ВВП стран и регионов с тенденцией к их сближению к концу прогнозного периода (Рисунок 1.1). Предполагается отсутствие сколько-нибудь значимых технологических революций и прорывов. Энергоемкость мировой экономики за период с 1971 по 2012 год снизилась на 32%, на период с 2014 по 2040 год прогнозируется ее сокращение ещё на 44%. При этом в Прогнозе-2014 энергоемкости прогнозировались по странам, а не по группам стран, как в предыдущем исследовании, что позволило уточнить их значения - в частности, в сравнении с прошлым прогнозом энергоемкость ВВП увеличена в Южной и Центральной Америке (+20% к 2040 году), в развивающихся странах Азии, кроме Китая и Индии (+16%) и в Африке (+11%), незначительно снижена в Северной

1 Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года под руководством Макарова А.А., Григорьева Л.М. М., 2013.

2 Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года под руководством Макарова А.А., Григорьева Л.М. М., 2013. С. 96.

Америке (-2,2%), развитых странах Азии (-2,4% - только за счет Японии, у нее -17%), а также в Китае (-5,9%) и Индии (-5,1%). В целом по миру энергоемкость ВВП в Прогнозе-2013 и Прогнозе-2014 практически совпадает и составляет на 2040 год 0,09 т.н.э./тыс. долл.

Рисунок 1.1 – Динамика энергоемкости ВВП по регионам мира



Источник: ИНЭИ РАН

В Базовом сценарии сохранены также прошлогодние предположения относительно приоритетов энергетической политики основных игроков и уже принятых мер их реализации. Добавлены лишь более активные меры по диверсификации топливной корзины и повышению энергетической безопасности стран-импортеров, в первую очередь Европы.

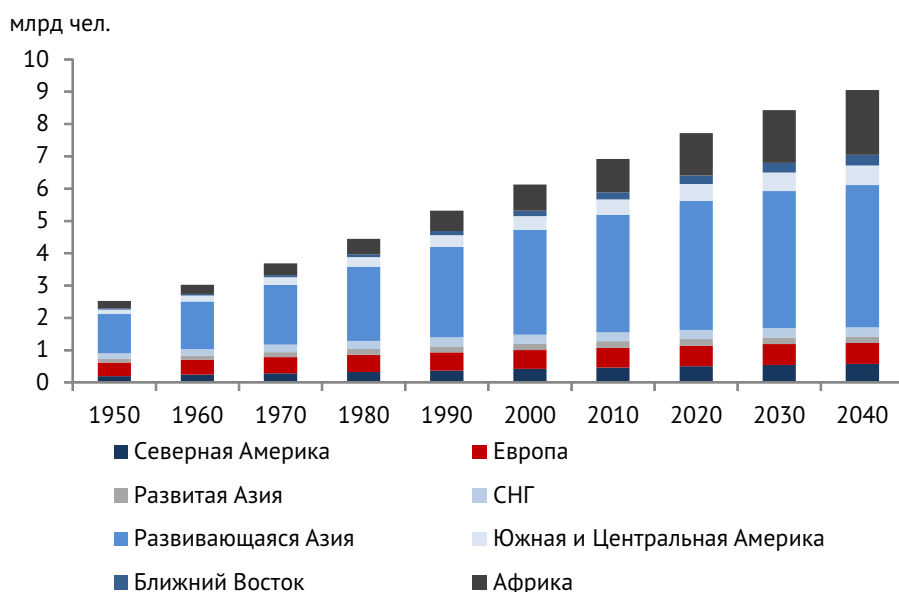
Демография

Население планеты к 2040 году вырастет почти на 2 млрд, из них почти 1 млрд – прирост в Африке

В соответствии с последними оценками ООН³ в Прогнозе-2014 уточнены предпосылки относительно динамики населения планеты. По состоянию на 1 июня 2013 года оно составляло 7,16 млрд человек, а за последующие 26 лет по Базовому сценарию должно увеличиться более чем на четверть и превысить 9 млрд человек (Рисунок 1.2).

3 World Population Prospects 2012 Revision, Population Division of the Department of economic and social affairs, United Nations, июнь 2013 год.

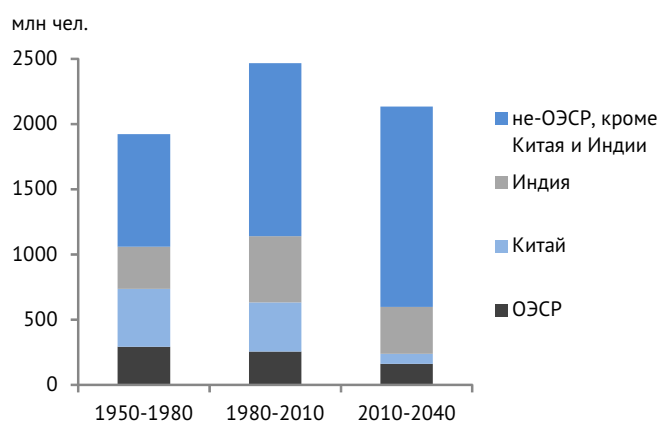
Рисунок 1.2 – Динамика населения мира по регионам с 1950 по 2040 год



Источники: ИНЭИ РАН, ООН 2013

За этот период во всех регионах мира завершится демографический переход от высоких к низким уровням рождаемости и смертности, который уже произошел в развитых странах, в результате заметно затормозится прирост населения (Рисунок 1.3). Этим во многом объясняется ожидаемое замедление темпов роста энергопотребления. Тем не менее для того, чтобы обеспечить энергией почти на 2 миллиарда больше человек, чем сегодня, мировой энергетической системе предстоит пройти ряд серьезных трансформаций.

Рисунок 1.3 – Приросты мирового населения

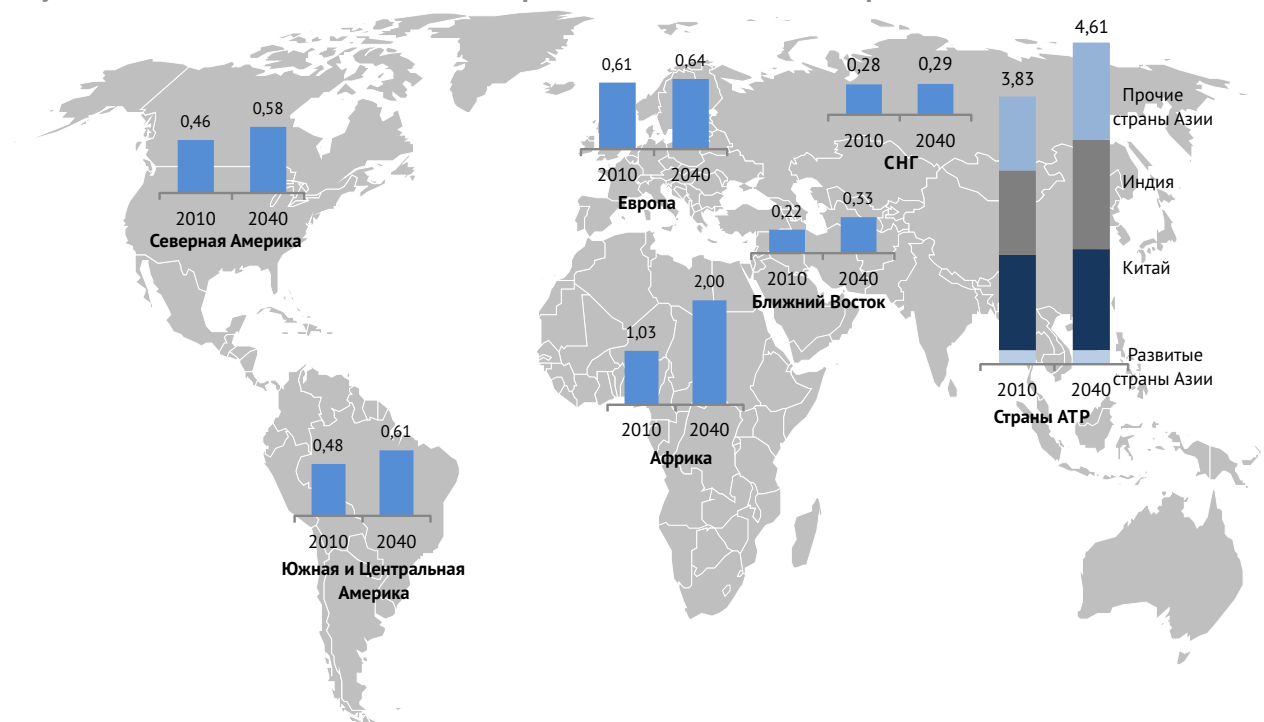


Источник: ООН 2013

К 2030 году самой населенной страной мира станет Индия, чье население превысит полтора миллиарда человек. А около половины мирового абсолютного прироста населения за период с 2010 по 2040 год (более 900 млн человек) придется на Африку, что станет важнейшим драйвером спроса на энергию в этих регионах. Помимо Африки, наиболее высокий прирост населения ожидается на Ближнем Востоке (более 50%) и в развивающихся странах Азии⁴ (более 20%) (Рисунок 1.4).

4 За исключением Китая, где в силу политики «одна семья – один ребенок» численность населения практически не изменится.

Рисунок 1.4 – Численность населения мира в 2010 и 2040 годах, млрд чел.



Источники: ИНЭИ РАН, ООН 2013

В развитых странах и в Китае рост населения практически остановится

В странах ОЭСР и, что особенно важно, в Китае (в силу проводимой политики ограничения рождаемости) рост населения практически остановится (заметный прирост – на 25% - среди стран ОЭСР ожидается только в Северной Америке).

Таблица 1.2 – Динамика населения мира по регионам

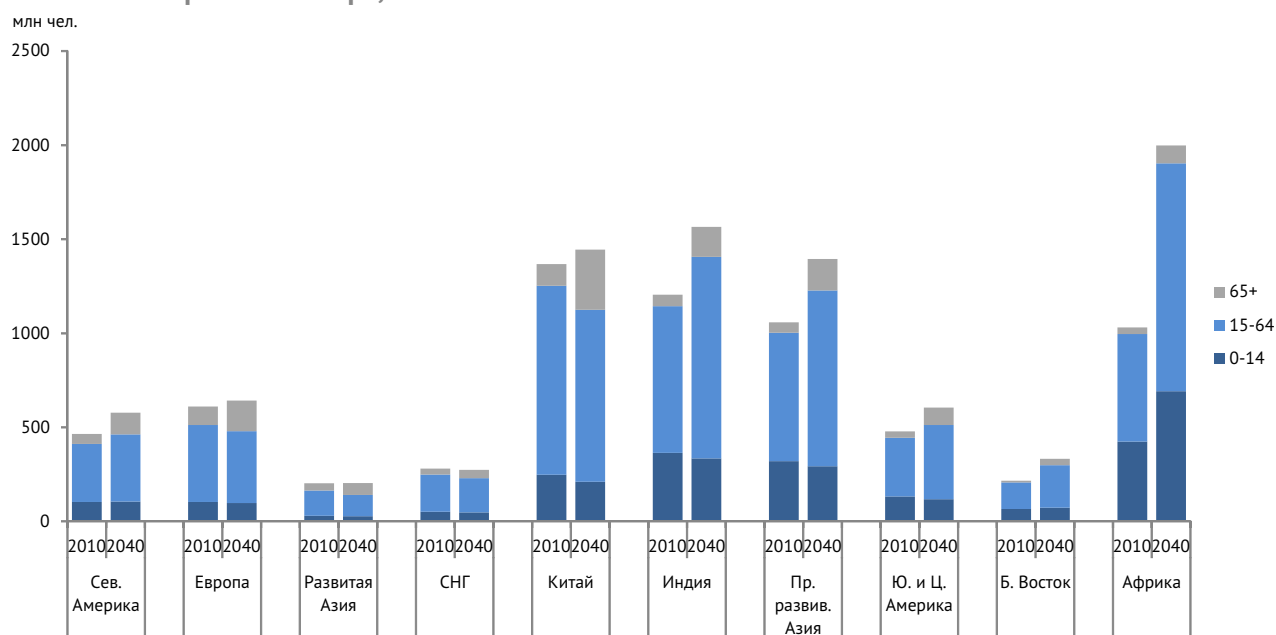
	Численность населения, млн чел.		Среднегодовой рост численности населения, %	Уровень урбанизации, %		Доля трудоспособного населения, %	
	2010	2040		2010	2040	2010	2040
Северная Америка	464	578	0,7%	81%	87%	66%	62%
США	312	383	0,7%	82%	88%	67%	60%
Европа	611	643	0,2%	73%	81%	67%	59%
ЕС-28	506	516	0,1%	74%	81%	67%	58%
Развитая Азия	203	203	0,0%	88%	94%	66%	56%
Япония	127	115	-0,4%	91%	97%	64%	53%
СНГ	280	286	0,1%	64%	70%	70%	67%
Россия ⁵	143	139	-0,1%	74%	80%	72%	66%
Развивающаяся Азия	3632	4404	0,6%	40%	57%	68%	66%
Китай	1367	1444	0,2%	50%	74%	74%	63%
Индия	1206	1566	0,9%	31%	46%	65%	68%
Южная и Центральная Америка	478	605	0,8%	79%	85%	65%	65%
Бразилия	195	229	0,5%	84%	90%	68%	66%
Ближний Восток	216	332	1,4%	68%	74%	65%	68%
Африка	1031	1999	2,2%	39%	53%	55%	61%
Мир	6915	9051	0,9%	52%	64%	66%	64%

Источники: ООН 2013, Росстат

5 Для России принята динамика общей численности населения по Прогнозу социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года от 25 марта 2013 года.
http://www.economy.gov.ru/wps/wcm/connect/economylib4/mer/activity/sections/macro/prognoz/doc20130325_06

Важнейшим демографическим показателем, влияющим на темпы экономического роста и уровень энергопотребления, является доля трудоспособного населения в возрасте от 15 до 64 лет. Больше всего рабочих рук потеряют развитые страны Азии (-16%), Европа (-7%), ЕС (-11%) и СНГ (-3,5%) – Рисунок 1.5. Самые высокие темпы прироста трудоспособного населения к 2040 году ожидаются в Африке (112%), Индии (37%), на Ближнем Востоке (60%) и в Южной и Центральной Америке (26%). Северная Америка при довольно значительной прибавке трудоспособного населения (15%) одновременно столкнется с существенным увеличением численности пожилых людей. В Китае ожидается стабилизация, а после 2020 года - сокращение численности трудоспособного населения. В сочетании со стремительным увеличением доли населения старше 65 лет это будет иметь существенные последствия для развития экономики этой страны. Со схожими проблемами столкнется и Россия, где к 2040 году наиболее активная часть населения сократится на 11%, а доля пожилых людей увеличится на 40% от уровня 2010 года.

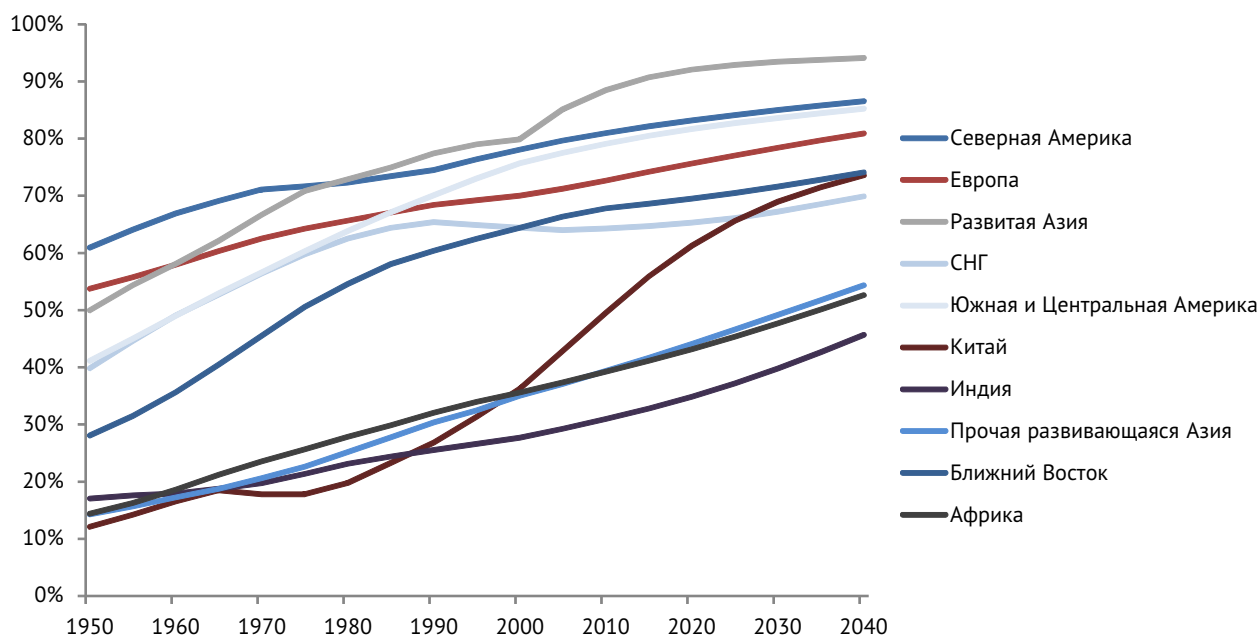
Рисунок 1.5 – Динамика доли трудоспособного населения от 15 до 64 лет в общей численности населения по регионам мира, %



Источники: ИНЭИ РАН, ООН, 2013

Большую роль в изменении характера энергопотребления будет играть урбанизация – практически весь прирост населения придется на города, а горожане в среднем потребляют больше энергии, но, в отличие от сельских жителей, имеют доступ к более эффективным централизованным формам ее производства. К 2040 году доля городского населения в среднем по миру превысит 60% (по сравнению с 52% в 2010 году - см. Рисунок 1.6). В региональном разрезе самый высокий прирост доли городского населения к 2040 году покажут развивающиеся страны Азии (+17%), среди которых лидируют Китай (+24%) и Индия (+15%). Развитые страны практически исчерпали возможности урбанизации. Для этих регионов фактор урбанизации потеряет свою значимость в росте энергопотребления.

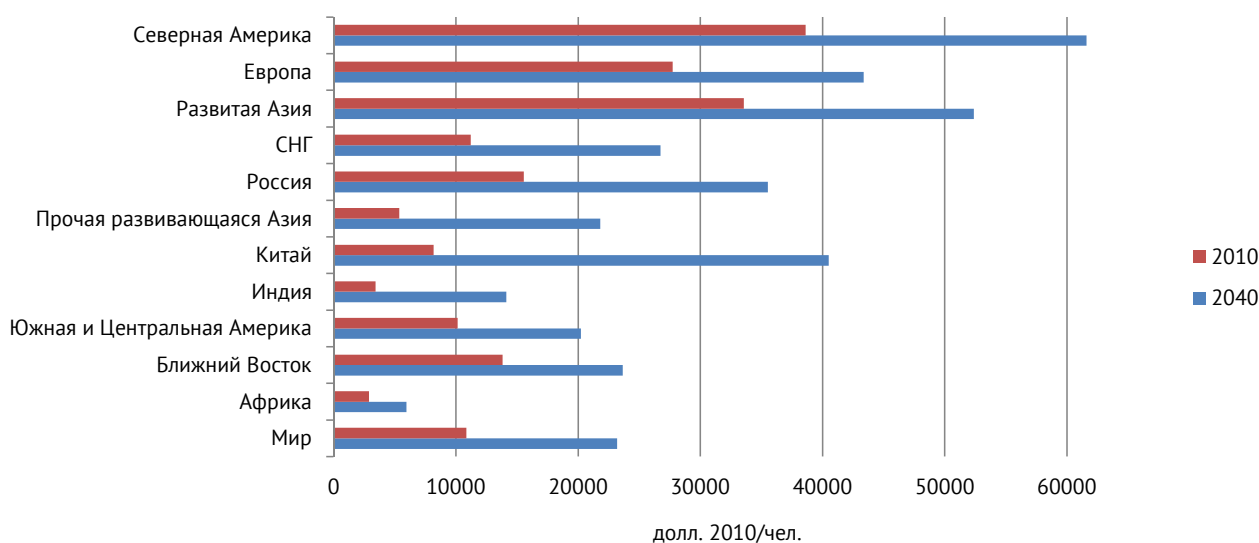
Рисунок 1.6 – Доля городского населения по регионам мира



Источники: ИНЭИ РАН, ООН 2013

Энергопотребление тесно связано также с душевым доходом – по мере его роста неизбежно увеличивается спрос на энергоемкую продукцию (автомобили, кондиционеры и пр.). В среднем душевой ВВП в мире будет расти на 2,6% в год с 10900 долл. в 2010 году до 23200 долл. в 2040 году, однако очень важны как региональные различия (Рисунок 1.7), так и распределение этого дохода.

Рисунок 1.7 – ВВП (ППС) на душу населения по регионам мира



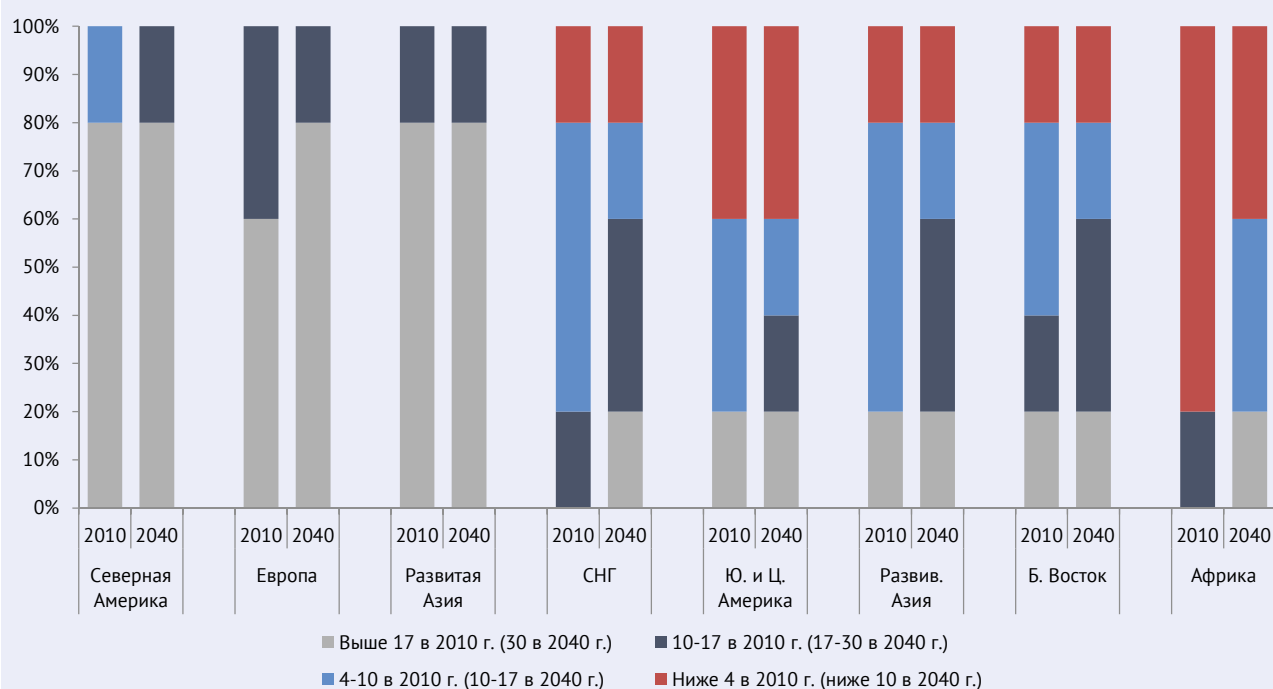
Источники: ИНЭИ РАН, Аналитический Центр при Правительстве РФ, ООН

Распределение доходов

В Прогнозе-2014 для уточнения прогноза энергопотребления, помимо технологических факторов и факторов роста ВВП на душу, была учтена внутренняя социальная структура на базе статистики по 560 квинтилям⁶ по 112 странам мира на 2010 год. Эконометрическим уравнением энергоёмкость этих стран была связана с показателями ВВП на душу населения и числом «богатых» (более 17 тыс. долларов на душу) и «бедных» (менее 4 тыс. долларов) квинтилей внутри стран. Далее был использован новый подход⁷ - пересчитав квинтильные доходы (по 112 странам) в показатели ВВП по ППС на душу населения, мы получили возможность связать рост потребления энергии более состоятельными стратами общества с общей энергоёмкостью в 2010 году и при прогнозировании на 2040 год. Последнее строилось при предположении о ригидности социальной структуры (что основано на исследовании⁸, показавшем минимальные изменения в большинстве стран между 1992 и 2010 годами).

Рисунок 1.8 показывает, в какие именно группы по душевому ВВП в 2040 году попадут квинтили населения географических регионов при показателях экономического роста, принятых в данном прогнозе. В период с 2010 по 2040 год в мире в значительной степени сокращается бедность (до 4 тыс. долларов на душу), поэтому используется категория до 10 тысяч как нижняя по благосостоянию в развивающемся мире (обе красные для обоих годов). Так, в развитых странах категория выше 17 тыс. долларов сменяется в основном категорией выше 30 тысяч долларов (обе синие для обоих годов). Анализ показал, что социальные факторы статистически существенны и влияют в направлении преимущественно роста энергопотребления.

Рисунок 1.8 – Душевой ВВП (ППС) по квинтилям по регионам



Источник: Аналитический Центр при Правительстве РФ

6 Квинтиль - одна пятая часть населения. Квинтильные коэффициенты используются для измерения неравенства в доходах - все население разбивается на 5 групп по 20% с возрастающим уровнем доходов.

7 Л. М. Григорьев, А.А. Салмина. «Структура» социального неравенства современного мира: проблемы измерения. Социологический журнал. 2013. № 3. С. 5-21.

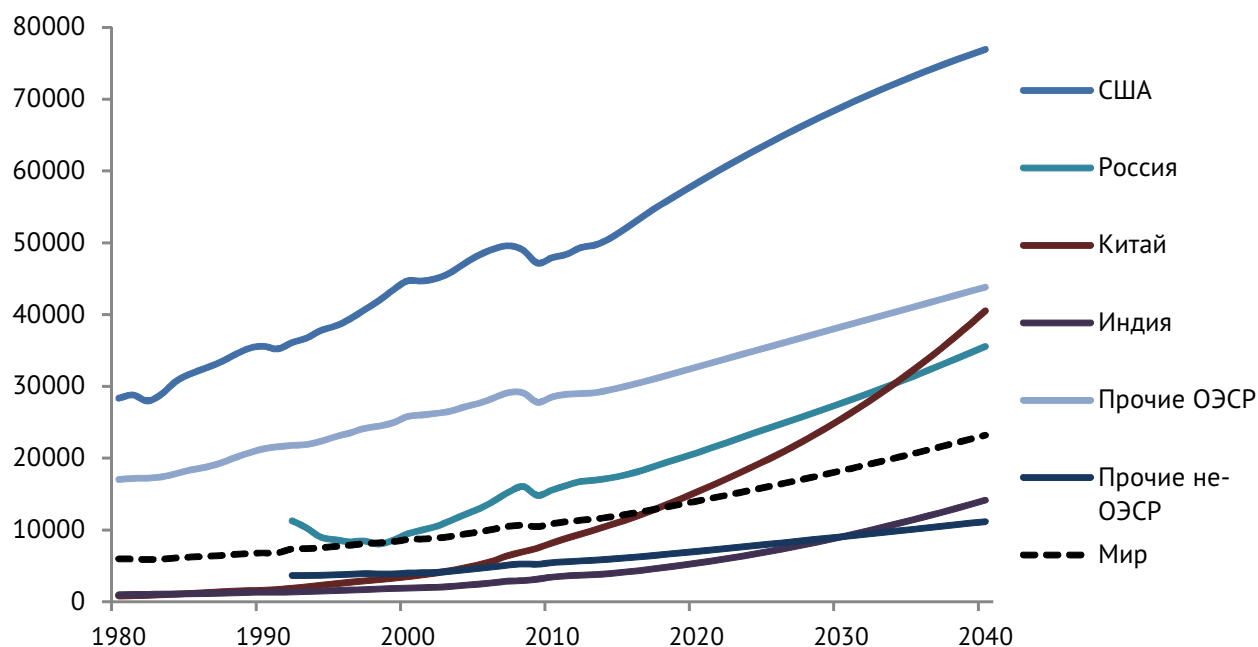
8 L.Grigoriev, V.Kulpina, Economic Transformation and Social Inequality in Eurasian Countries.12 EBESC conference, Singapore, Jan. 2014.

Мировая экономика

В Прогнозе-2014 пересмотрены предполагаемые темпы роста экономики. На период до 2018 года в целом за основу принят последний прогноз МВФ⁹, который оказался более оптимистичным, чем прошлогодний: прогнозируется рост ВВП в 3,5% в 2014 году с постепенным ускорением до 4,1% к 2018 году (в сторону повышения пересмотрен прогноз по США, а по ряду стран – Индии, Бразилии, России и ЕС – прогноз, напротив, понижен). На последующий период с 2018 по 2040 годы прогноз развития экономики мира выполнен по методике, описанной в Прогнозе-2013¹⁰ на основе прогноза численности населения и ожидаемых изменений душевого ВВП (который демонстрирует, в отличие от других показателей, низкую волатильность и хорошую прогнозируемость, – см. Рисунок 1.9).

Рисунок 1.9 – Динамика душевого ВВП (ППС) по регионам мира, Базовый сценарий

долл. 2010/чел.



Источник: ИНЭИ РАН, Аналитический Центр при Правительстве РФ

Мир в целом прошел еще один год в позитивном направлении, но слишком медленно для того, чтобы начали рассасываться социальные и экономические проблемы (особенно бюджетно-финансовые), накопившиеся за последние шесть лет. В этом отношении прогнозы на длительные сроки испытывают значительное воздействие первых лет роста в периоде. Наконец, при оценке длительного роста и анализе энергетических рынков в будущем учитывались вероятные экономические рецессии не только в развитых, но и в развивающихся странах, которые будут связаны с преодолением трудных этапов, известных как «ловушка среднего уровня развития».

9 World Economic Outlook, IMF, October 2013. Этот прогноз немного скорректирован с учетом имеющейся региональной информации.

10 Подробно методология прогнозирования ВВП представлена в Прогнозе развития энергетики мира и России до 2040 года под руководством Макарова А.А., Григорьева Л.М., М., 2013. С. 10-14.

Мировая экономика по-прежнему не может оправиться от последствий кризиса, начавшегося в 2008 году, восстановление не носит пока устойчивого характера. Более того, в период до 2040 года не видно оснований для сохранения или тем более ускорения темпов роста мирового ВВП по сравнению с уникальным в истории человечества периодом устойчивого роста 1990-2010 годов (Рисунок 1.10). Тому противодействуют не только нарастающая военно-политическая нестабильность, но и такие фундаментальные факторы, как снижение интенсивности основных факторов производства, замедление роста населения, прохождение фазы активного экономического роста и индустриализации в развивающихся странах Азии, в первую очередь в Китае, усиление проблем водоснабжения, удорожание основных природных ресурсов. Даже успехи НТП и рост производительности труда не в состоянии полностью компенсировать эти негативные факторы. В целом прогнозируется, что в период до 2040 года мировой ВВП будет расти в среднем на 3,5%, а мировая экономика в результате должна увеличиться более чем в два раза, что создает серьезные вызовы для ее энергообеспечения.

В Прогнозе-2014 учтены новые факторы замедления роста в отдельных крупных странах - частично в БРИКС и ряде развитых стран. Учтена сравнительно новая тенденция к менее высоким темпам роста мировой торговли по сравнению с ростом производства, а также отсрочка с восстановлением устойчивого роста в странах еврозоны и отчасти в СНГ. ЕС не может пока преодолеть последствия тяжелого кризиса, избыточной нагрузки по социальным расходам и кризиса суверенного долга в ряде стран.

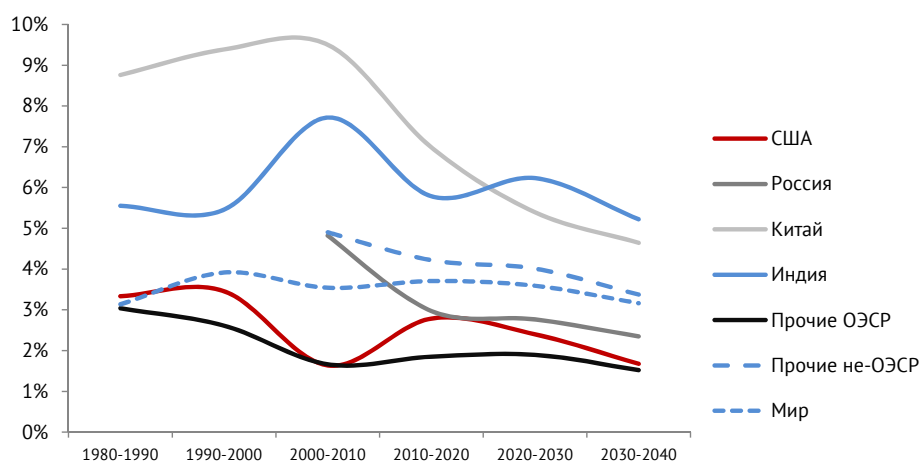
На этом фоне США выглядят несколько более благоприятно, хотя также испытывают серьезные бюджетные проблемы. Предполагается, что США и в перспективе сохраняют некоторое преимущество в росте по сравнению с остальными развитыми странами (Япония и ЕС), что принципиально важно для энергопотребления.

Развивающиеся страны и без Китая сохраняют большое преимущество в темпах роста, преодолевая постепенно трудности индустриализации и входя группами на постиндустриальные модели. Китай, который так резко отличался от остальных стран мира, к концу периода выходит на траекторию, сопоставимую с остальными странами, не входящими в ОЭСР, которые пока считаются развивающимися (Рисунок 1.11).

Индия будет испытывать определенные трудности с созданием инфраструктуры для развития, в частности, в энергетике. В Бразилии замедление темпов роста связано с исчерпанием потребительского бума на базе кредита для нового среднего класса, с высоким курсом валюты, ростом импорта и недостаточным ростом капиталовложений.

Принятая в Базовом сценарии Прогноза-2014 весьма сдержанная динамика ВВП России близка к сценарию риск-анализа проекта «Энергетической Стратегии РФ на период до 2035 года», с некоторыми корректировками (подробнее см. Раздел 3).

Рисунок 1.10 – Среднегодовые темпы роста ВВП по регионам и крупнейшим странам мира, Базовый сценарий



Источники: ИНЭИ РАН, Аналитический Центр при Правительстве РФ

Полученный прогноз динамики ВВП представлен в Таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Динамика ВВП по регионам и крупнейшим странам мира, Базовый сценарий

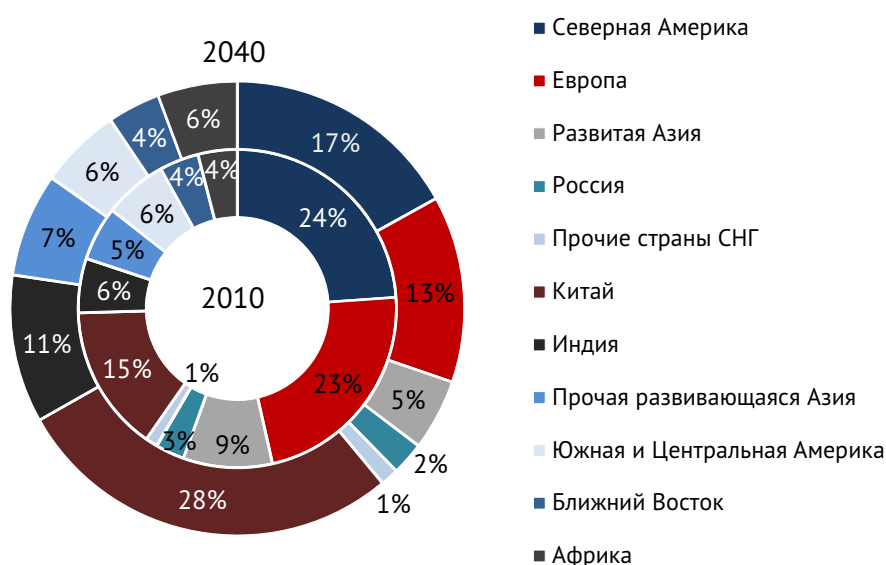
	ВВП (ППС), трлн долл. 2010							Темпы роста ВВП, %		
	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2010-2020	2010-2030	2010-2040
Северная Америка	17,9	20,2	23,6	26,9	30,0	32,9	35,6	2,8%	2,6%	2,3%
США	15,0	16,9	19,7	22,4	25,0	27,3	29,5	2,8%	2,6%	2,3%
Европа	16,9	17,9	19,8	21,8	23,8	25,8	27,9	1,6%	1,7%	1,7%
ЕС-28	15,2	15,9	17,4	18,9	20,5	22,0	23,6	1,3%	1,5%	1,5%
Развитая Азия	6,8	7,5	8,2	9,0	9,6	10,2	10,7	1,9%	1,8%	1,5%
Япония	4,4	4,6	4,9	5,1	5,3	5,5	5,6	1,1%	1,0%	0,9%
СНГ	3,1	3,6	4,3	5,1	5,9	6,7	7,6	3,3%	3,2%	3,0%
Россия	2,2	2,5	3,0	3,5	3,9	4,4	4,9	3,0%	2,9%	2,7%
Развивающаяся Азия	19,5	26,5	36,1	47,6	61,3	77,5	96,1	6,4%	5,9%	5,5%
Китай	11,2	15,9	22,0	28,9	37,2	47,0	58,5	7,0%	6,2%	5,7%
Индия	4,1	5,3	7,3	9,9	13,3	17,4	22,1	5,8%	6,0%	5,7%
Южная и Центральная Америка	4,8	5,7	6,9	8,1	9,4	10,8	12,2	3,5%	3,4%	3,1%
Бразилия	2,2	2,4	2,9	3,4	3,9	4,5	5,0	2,9%	3,0%	2,9%
Ближний Восток	3,0	3,5	4,2	5,1	5,9	6,9	7,9	3,6%	3,5%	3,3%
Африка	3,0	3,7	4,8	6,1	7,7	9,6	11,9	4,8%	4,8%	4,7%
Мир	75,1	88,7	108,0	129,7	153,7	180,5	209,9	3,7%	3,6%	3,5%
ОЭСР	41,5	45,4	51,5	57,5	63,4	68,9	74,1	2,2%	2,1%	2,0%
не-ОЭСР	33,6	43,3	56,5	72,1	90,4	111,6	135,7	5,3%	5,1%	4,8%
ОПЕК	3,7	4,5	5,5	6,8	8,2	9,7	11,5	4,1%	4,0%	3,8%
БРИКС	20,2	26,8	35,8	46,5	59,3	74,5	92,0	5,9%	5,5%	5,2%

Источники: ИНЭИ РАН, Аналитический Центр при Правительстве РФ

Основной экономический рост будет сконцентрирован в Азии, Китай уже в ближайшие годы станет крупнейшей экономикой мира, Индия будет следовать его траектории

В мировой экономике ожидаются серьезные структурные сдвиги: так, к 2017 году страны, не входящие в ОЭСР, должны обогнать по суммарному ВВП страны ОЭСР. Уже к 2017 году Китай станет первой по размерам экономикой мира (и к 2040 году будет обеспечивать около четверти мирового ВВП), в то время как США и остальные страны ОЭСР будут снижать свою долю в мировой экономике (Рисунок 1.11 и Таблица 1.4). Основной рост будет сконцентрирован в развивающихся странах Азии, наиболее высокие темпы будет показывать Индия, которая к 2040 году достигнет 11% от мирового ВВП. Это - большая часть мира по населению, и в ней продолжится демографический рост, сохранятся проблемы бедности и социального неравенства, а также сложности перехода на новые (дорогостоящие) эффективные технологии.

Рисунок 1.11 – Структура мирового ВВП (ППС), Базовый сценарий



Источники: ИНЭИ РАН, Аналитический Центр при Правительстве РФ

Таблица 1.4 – Изменение доли стран в мировом ВВП, Базовый сценарий

Рейтинг по ВВП (ППС) на 2010 год			Рейтинг по ВВП (ППС) на 2040 год		
		Доля в мировом ВВП в 2010 году			Доля в мировом ВВП в 2040 году
1	ЕС-28	20%	1	Китай	28%
1	США	20%	2	США	14%
2	Китай	15%	2	ЕС-28	11%
3	Япония	6%	3	Индия	11%
4	Индия	6%	4	Япония	3%
5	Германия	4%	5	Бразилия	2%
6	Россия	3%	6	Россия	2%
7	Великобритания	3%	7	Германия	2%
8	Бразилия	3%	8	Великобритания	2%
9	Франция	3%	9	Мексика	2%
10	Италия	2%	10	Франция	2%

Источники: ИНЭИ РАН, Аналитический Центр при Правительстве РФ

Следует отметить, что подготовленный прогноз мировой экономики хотя и является достаточно сдержанным, тем не менее не отличается радикально от макроэкономических прогнозов других организаций (Таблица 1.5).

Таблица 1.5 – Сравнение последних долгосрочных прогнозов среднегодовых приростов ВВП

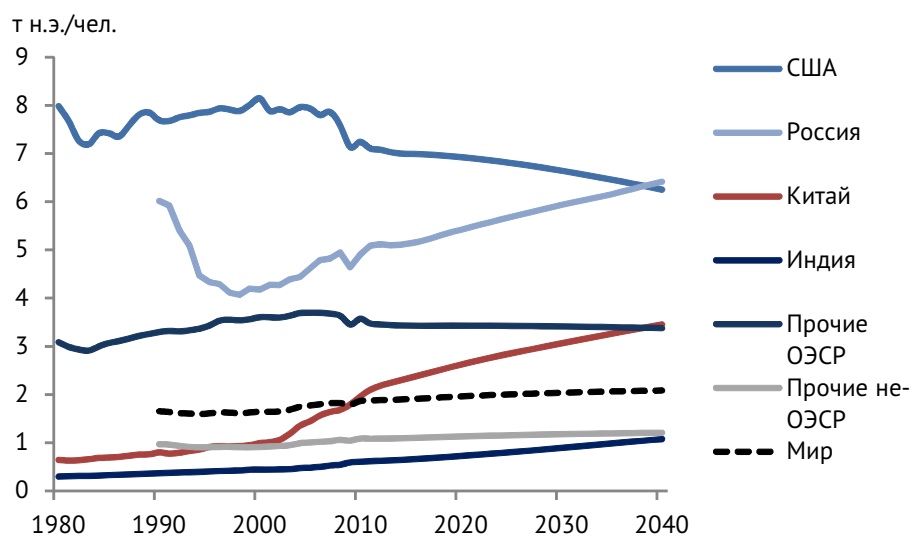
	Источник	Начало периода прогноза	Окончание периода прогноза		
			2030	2035	2040
Веса по ППС	Прогноз ИНЭИ-АЦ РФ-2014	2013	3,7	3,6	3,5
	OECD (2013)	2012	3,7	3,6	3,4
	Oxford Economics (2013)	2012	3,9	3,9	-
	EIA (2013)	2010	3,8	3,7	3,6
	IEA (2013)	2011	-	3,6	-
	ИНЭИ-АЦ РФ (2013)	2010	-	3,4	3,4
	ИНЭИ-РЭА, базовый (2012)	2010	-	3,6	-
	ИНЭИ-РЭА, пессимистический (2012)	2010	-	3,2	-
Веса по текущим курсам	World Bank, быстрый (2013)	2012	3,1	-	-
	World Bank, инерционный (2013)	2012	2,6	-	-
	Oxford Economics (2013)	2012	3,1	3,1	-
	USDA (2013)	2012	3,2	-	-
	EIA (2013)	2012	3,1	3,1	3

Источники: ИНЭИ РАН, Аналитический Центр при Правительстве РФ

Потребление первичной энергии

Как и в Прогнозе-2013, методология прогнозирования энергопотребления основывается на взаимном согласовании динамики потребления по странам, полученной «демографическим методом» (по численности населения и душевому энергопотреблению, которое имеет разнонаправленную динамику в странах ОЭСР, которые будут демонстрировать снижение душевого энергопотребления, в то время как Китай и другие развивающиеся страны, напротив, будут повышать этот показатель - Рисунок 1.12) и «экономическим методом» (по душевому ВВП и энергоёмкости ВВП)¹¹.

Рисунок 1.12 – Душевое энергопотребление по миру и группам стран, Базовый сценарий



Источник: ИНЭИ РАН

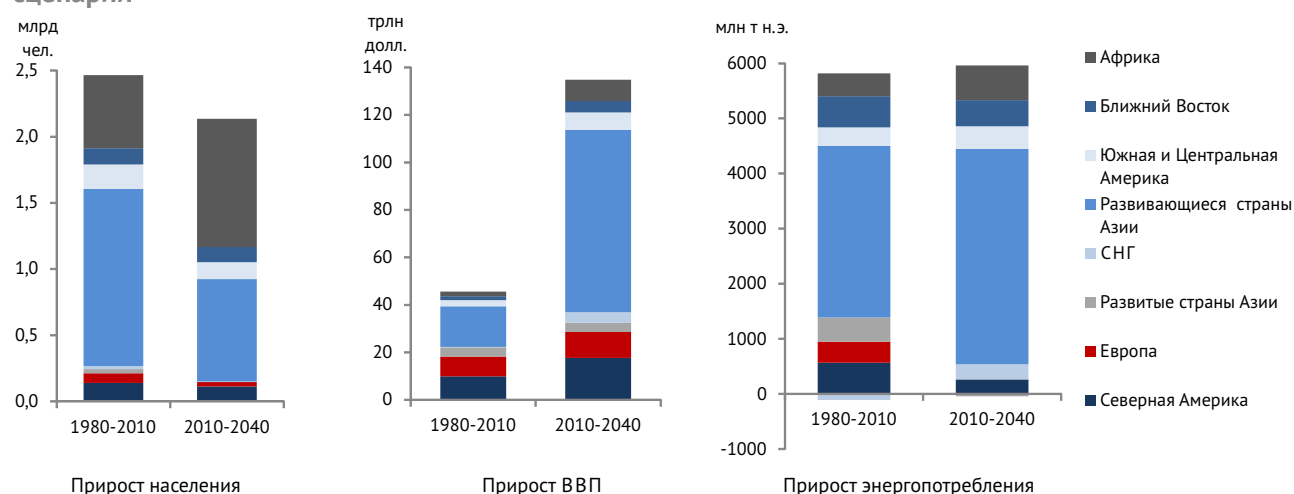
За счет более высоких отчетных данных по энергопотреблению и динамике ВВП Прогноз-2014 корректирует в сторону повышения показатели мирового первичного энергопотребления – прогнозируется его рост на 1,3% в год

Полученный таким образом прогноз потребления первичной энергии в мире в 2010–2040 годах показывает увеличение на 46% (или в среднем на 1,3% ежегодно). По сравнению с предыдущим прогнозом, Прогноз-2014 дает более высокие объемы энергопотребления. В первую очередь это обусловлено учетом уже происходящих трендов: отчетные показатели по 2011 году оказались заметно выше, чем ожидалось, – в первую очередь по Китаю. Кроме того, в Прогнозе-2014 выше и макроэкономический прогноз (в значительной степени в период до 2018 года, когда принята динамика ВВП нового, более оптимистичного прогноза МВФ).

Заметно меняется размещение энергопотребления в мире (Рисунок 1.13, Таблица 1.6): с ростом населения в развивающихся странах идет все более активное смещение туда экономического роста и центров энергопотребления. А развитые страны в силу активного энергосбережения к 2040 году увеличат свое потребление лишь на 4,6%, при этом весь этот рост придется на период до 2030 года, а затем рост спроса на энергию в ОЭСР практически прекратится. Ряд регионов – развитые страны Азии и Европа – снизят к 2040 году и абсолютные объемы энергопотребления.

11 Подробно методология прогнозирования первичного энергопотребления представлена в Прогнозе развития энергетики мира и России до 2040 года под руководством Макарова А.А., Григорьева Л.М. М., 2013. С. 10-11.

Рисунок 1.13 – Прирост населения, ВВП (ППС) и энергопотребления по регионам мира, Базовый сценарий



Источник: ИНЭИ РАН

Таблица 1.6 – Потребление первичной энергии по регионам мира, Базовый сценарий

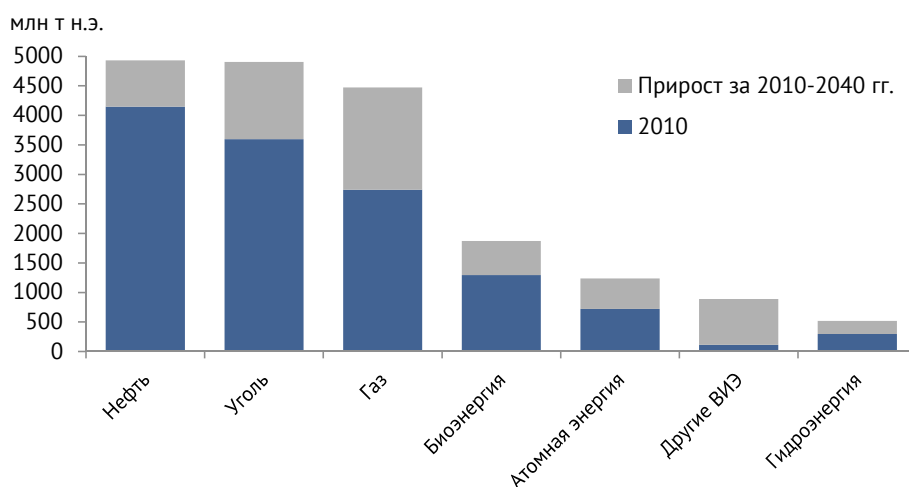
	Потребление первичных энергоресурсов, млн т н.э.							Темпы роста энергопотребления, %		
	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2010-2020	2010-2030	2010-2040
Северная Америка	2699	2738	2832	2901	2947	2966	2964	0,5%	0,4%	0,3%
США	2261	2273	2340	2385	2409	2411	2395	0,3%	0,3%	0,2%
Европа	2020	1956	1983	2003	2014	2018	2016	-0,2%	0,0%	0,0%
ЕС-28	1814	1731	1741	1743	1737	1725	1708	-0,4%	-0,2%	-0,2%
Развитая Азия	918	900	910	913	908	897	880	-0,1%	-0,1%	-0,1%
Япония	509	462	445	426	405	384	362	-1,3%	-1,1%	-1,1%
СНГ	1047	1094	1150	1201	1239	1271	1308	0,9%	0,8%	0,7%
Россия	718	752	789	822	845	866	892	0,9%	0,8%	0,7%
Развивающаяся Азия	4187	5021	5744	6402	7008	7577	8094	3,2%	2,6%	2,2%
Китай	2676	3309	3775	4157	4473	4751	4985	3,5%	2,6%	2,1%
Индия	727	835	977	1137	1313	1497	1681	3,0%	3,0%	2,8%
Южная и Центральная Америка	637	695	767	840	912	981	1047	1,9%	1,8%	1,7%
Бразилия	269	295	330	366	403	439	476	2,1%	2,0%	1,9%
Ближний Восток	698	766	856	941	1020	1097	1172	2,1%	1,9%	1,7%
Африка	704	789	887	993	1103	1217	1334	2,3%	2,3%	2,2%
Мир	12911	13970	15130	16194	17150	18024	18815	1,6%	1,4%	1,3%
ОЭСР	5581	5542	5679	5776	5833	5852	5837	0,2%	0,2%	0,2%
не-ОЭСР	7330	8428	9451	10418	11317	12172	12978	2,6%	2,2%	1,9%
ОПЕК	878	970	1087	1204	1316	1428	1538	2,2%	2,0%	1,9%
БРИКС	4536	5351	6025	6641	7200	7725	8212	2,9%	2,3%	2,0%

Источник: ИНЭИ РАН

Китай, который в настоящее время сопоставим с США по объемам энергопотребления, к концу рассматриваемого периода станет крупнейшим рынком, более чем в два раза превышающим американский. При этом очень важно, что основной прирост энергопотребления в Китае придется на текущее десятилетие, а затем темпы роста ощутимо замедлятся - с 10% в 2010 году до 1% в год к концу рассматриваемого периода (среднегодовые темпы – 2,1%). После 2025 года рост спроса в Азии сместится в Индию (среднегодовые темпы роста энергопотребления – 2,8%) и в страны Юго-Восточной Азии. Прочие развивающиеся страны увеличат свое энергопотребление в полтора раза к 2040 году, на их долю придется 30% прироста глобального потребления первичной энергии. В крупных потребителей энергии превратятся Ближний Восток и Африка.

Спрос на отдельные виды топлива и электроэнергию получен на базе взаимного согласования показателей электро-, газо-, нефтепродукто- и углеемкости ВВП и первичного энергопотребления. Расчеты показывают, что спрос за период с 2010 по 2040 год вырастет на все энергоносители: на нефть – на 19%, уголь – 36% (в основном в период до 2020 года), газ – 64%, атомную энергию – 72%, возобновляемые источники энергии (ВИЭ) – 92%. Основной объем абсолютного прироста потребления придется на газ (Рисунок 1.14).

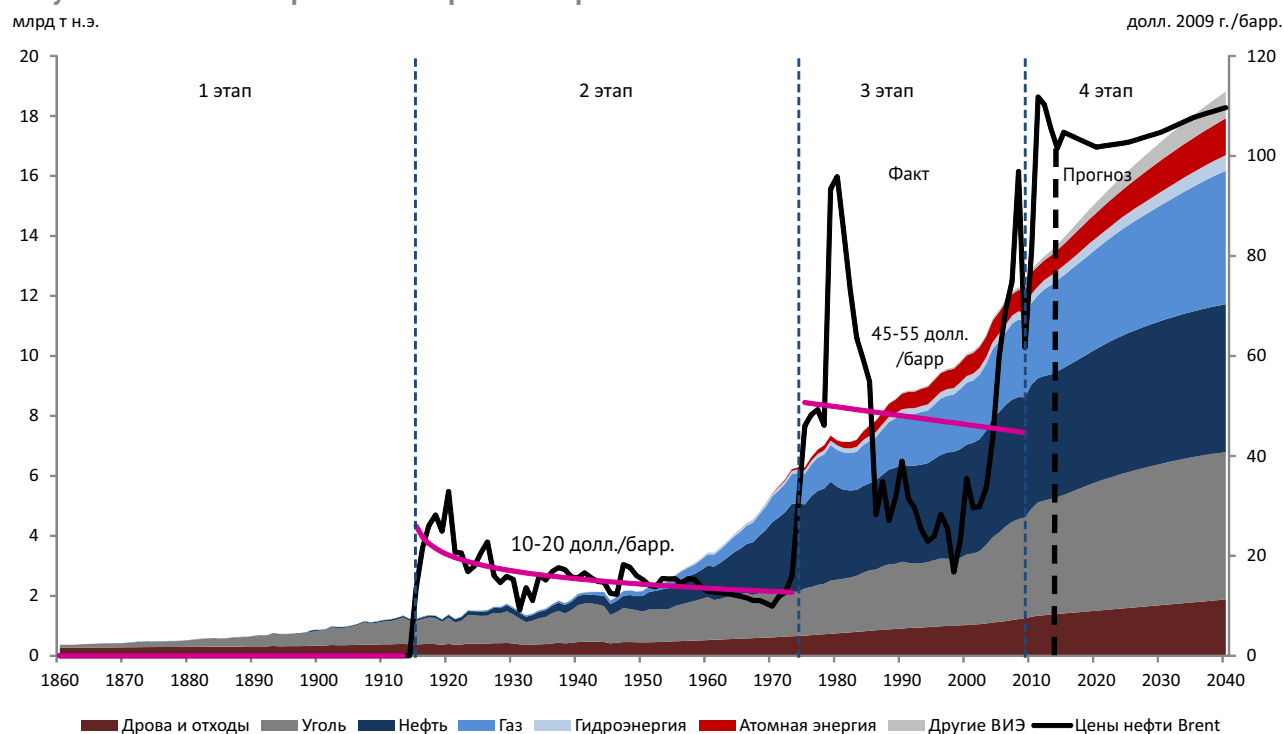
Рисунок 1.14 – Потребление первичной энергии по видам топлива, Базовый сценарий



Источник: ИНЭИ РАН

Изменения в топливной корзине носят закономерный характер. Кризис 2008-2010 годов положил начало следующему, четвертому, этапу развития мировой энергетики, характеризующемуся очередным удвоением цен, диверсификацией топливной корзины и еще более сдержанным ростом энергопотребления (Рисунок 1.15). Структура мирового энергопотребления будет становиться все более сбалансированной: взамен доминирования одного вида топлива (которое наблюдалось в течение всей статистически обеспеченной истории антропогенной энергетики) к 2040 году прогнозируется выравнивание долей ископаемых видов топлива (нефть – 26%, газ – 24%, уголь – 26%) и неископаемых (в сумме 24%), что свидетельствует о развитии межтопливной конкуренции и повышении устойчивости энергоснабжения.

Рисунок 1.15 – Этапы развития мировой энергетики



Источник: ИНЭИ РАН

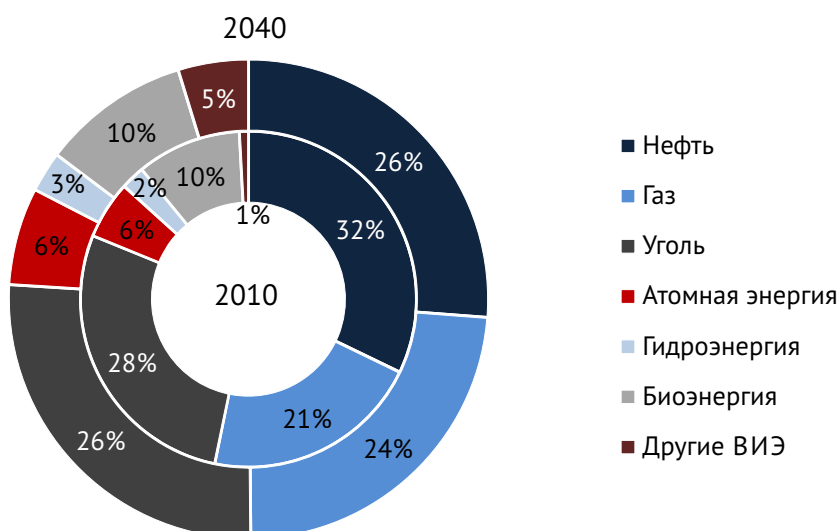
Нефть окончательно перестанет доминировать в топливной корзине, ее доля к 2040 году сократится с 32 до 26%, доля угля снизится с 28 до 26%, а газ покажет наибольший прирост из всех видов топлива и сможет расширить свою нишу с 21 до 24%.

Как было показано в Прогнозе-2013, в перспективе до 2040 года не ожидается заметного снижения суммарной доли нефти и газа в мировом потреблении первичной энергии – она останется практически неизменной (53,2% – в 2010 году и 49,8% – к 2040 году, см. Рисунок 1.16). Однако при этом нефть окончательно потеряет свое доминирование, ее доля к 2040 году сократится с 32 до 26%, а газ, напротив, сможет заметно расширить свою нишу (хотя и не во всех регионах мира). На него придется наибольший абсолютный объем прироста потребления. Доля угля снизится с 28 до 26% – в основном по экологическим соображениям, которые ограничат его использование не только в развитых, но и развивающихся странах.

Наиболее высокие темпы роста в прогнозный период будут у ВИЭ – как в силу удешевления технологий и повышения конкурентоспособности, так и благодаря активной господдержке. К 2040 году на долю ВИЭ (без учета гидроэнергии, но с учетом биотоплива) будет приходиться 14,7% мирового энергопотребления и 12,5% выработки электроэнергии (против 11 и 3,7% в 2010 году).

Атомная энергетика продолжит увеличиваться в абсолютных объемах (в основном в «энергетически голодных» развивающихся странах), но при этом в силу обеспокоенности вопросами безопасности ее доля не увеличится существенно – ожидается лишь ее рост с 5,6% в 2010 году до 6,6% к 2040 году.

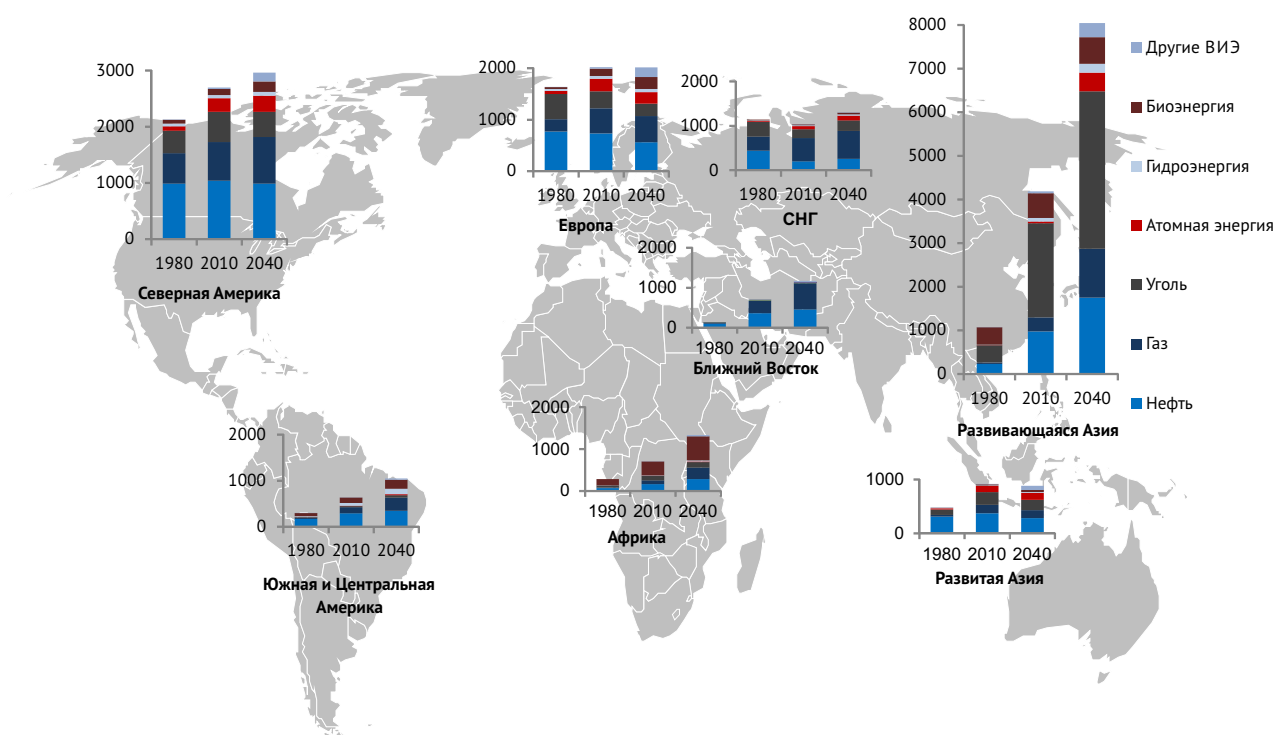
Рисунок 1.16 – Структура потребления первичной энергии по видам топлива в мире в 2010 и 2040 годах, Базовый сценарий



Источник: ИНЭИ РАН

Очевидно, что топливные корзины по отдельным странам и регионам будут заметно отличаться (Рисунок 1.17). Развитые страны будут снижать долю нефти и угля, наращивая потребление газа и ВИЭ. Развивающиеся страны Азии будут увеличивать потребление всех видов топлива, в первую очередь угля. Ближний Восток заметно повысит потребление углеводородов, особенно газа. Африка покажет наибольший прирост использования биоэнергии.

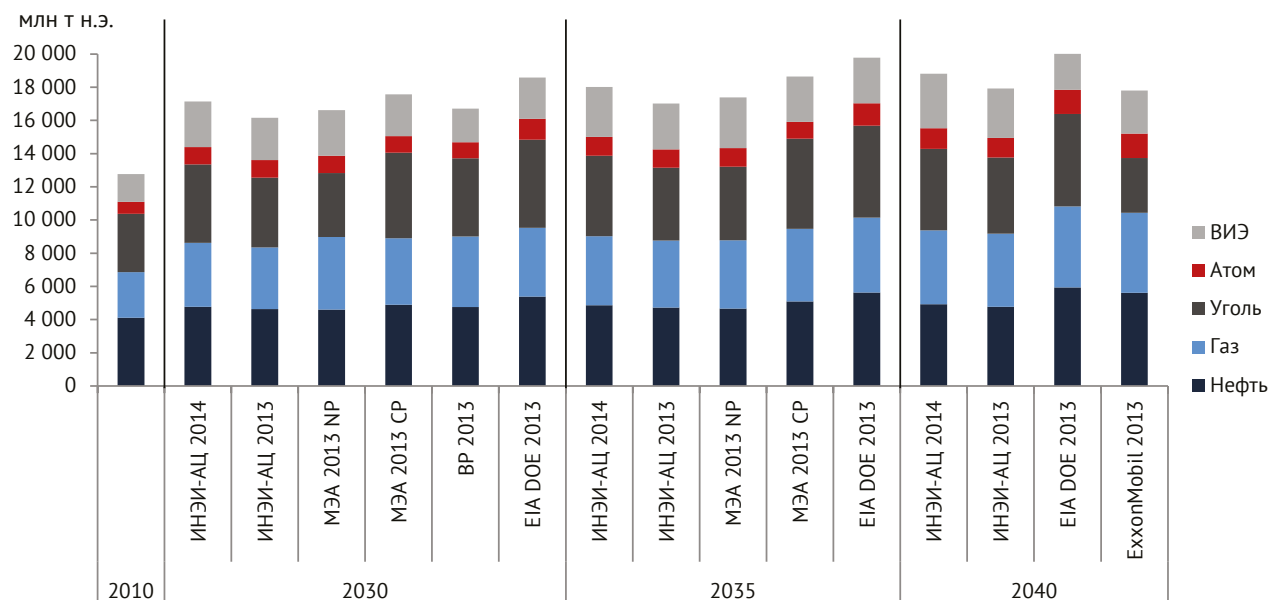
Рисунок 1.17 – Потребление первичной энергии по регионам и видам топлива, Базовый сценарий, млн т н.э.



Источник: ИНЭИ РАН

Прогноз-2014 на фоне последних прогнозов других организаций выглядит довольно (хотя и не самым) высоким и потому предполагает активное использование всех энергоресурсов и технологий – и ископаемых, и нетопливных (Рисунок 1.18). Это сценарий, в котором мир должен использовать все возможности для удовлетворения своих потребностей в энергии.

Рисунок 1.18 – Сравнение последних долгосрочных прогнозов потребления первичной энергии по видам топлива в мире

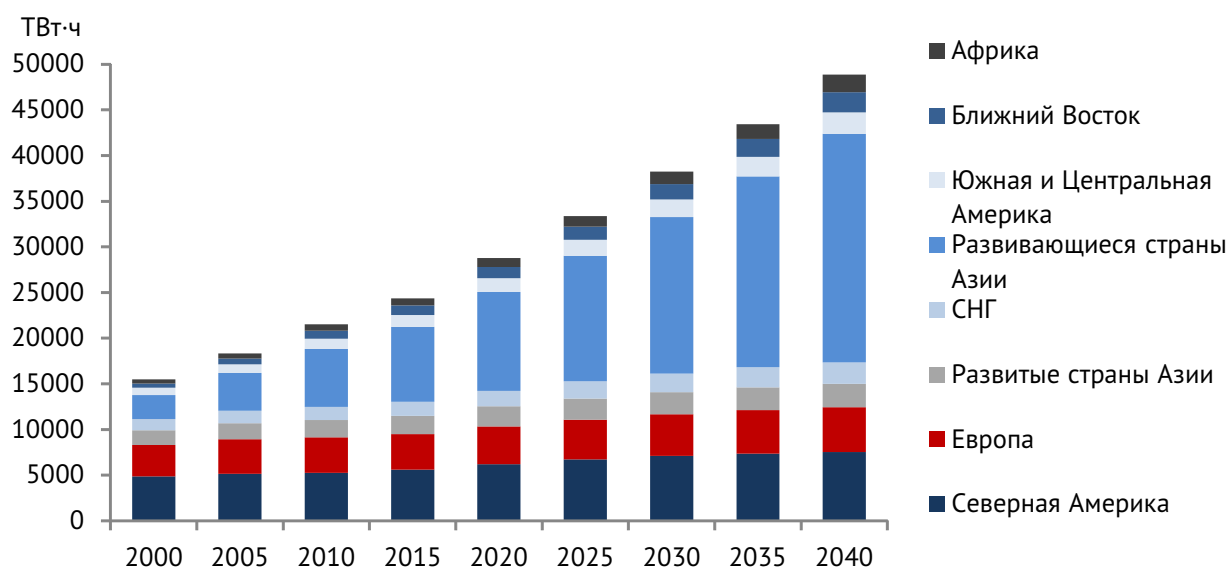


Источники: ИНЭИ РАН - Аналитический Центр при Правительстве РФ, МЭА, Департамент энергетики США, BP, ExxonMobil

Электроэнергетика

Важнейшим трендом развития мировой энергетики будет дальнейший рост доли электроэнергии в конечном потреблении энергии – эта наиболее удобная в использовании форма энергии будет вытеснять все остальные. Поэтому спрос на электроэнергию будет расти во всех странах мира без исключения, даже в тех странах ОЭСР, которые стабилизируют свое первичное потребление энергии. Электроэнергетика имеет ярко выраженный региональный характер и, в отсутствии дешевых способов дальней передачи, в основном вырабатывается в регионах потребления. Соответственно основной прирост производства электроэнергии в мире (87%) обеспечат развивающиеся страны (Рисунок 1.19) Азии, Ближнего Востока и Африки.

Рисунок 1.19 – Производство электроэнергии по регионам мира, Базовый сценарий

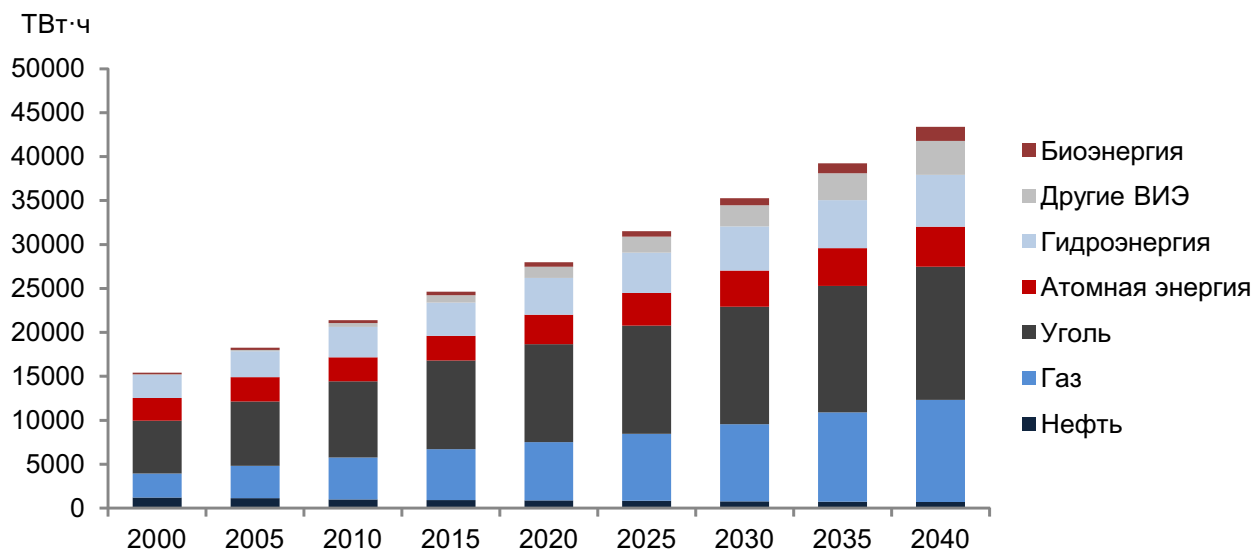


Источник: ИНЭИ РАН

Соответственно, будет увеличиваться доля первичной энергии, используемой для производства электроэнергии, до 46% к 2040 году по сравнению с 36% в 2010 году. Электроэнергетика – это сектор, в котором происходит основная конкуренция между всеми видами топлива и эта конкуренция будет только усиливаться: совершенствование новых технологий ведет к снижению удельной стоимости большинства видов ВИЭ, а удорожание традиционных энергоресурсов, напротив, будет толкать вверх затраты газовой и угольной генерации, выводя все технологии в довольно узкий диапазон конкуренции.

Основу мировой электроэнергетики – более 70% генерации – даже к 2040 году будут по-прежнему обеспечивать тепловые электростанции (Рисунок 1.20).

Рисунок 1.20 – Производство электроэнергии по видам топлива в мире, Базовый сценарий

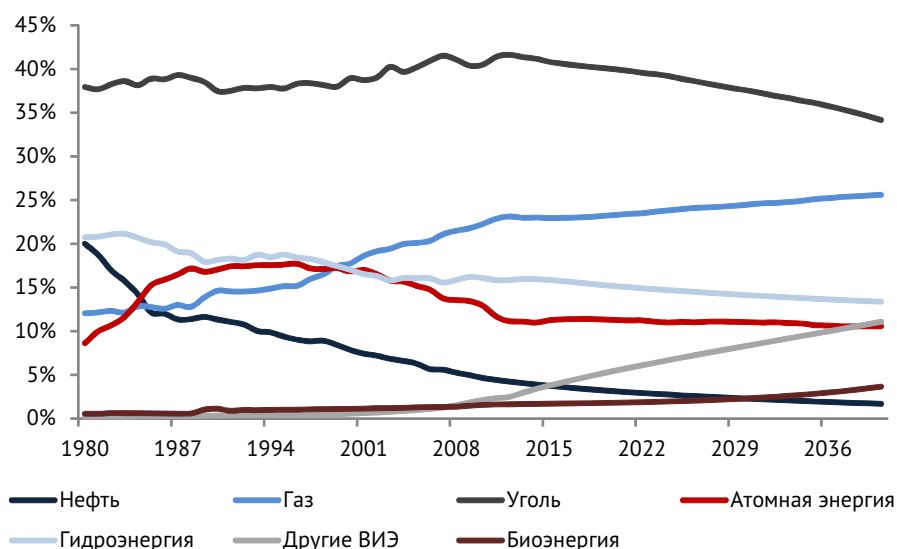


Источник: ИНЭИ РАН

На всю рассматриваемую перспективу сохранится доминирующая роль угольной генерации - уголь обеспечит наибольший прирост производства электроэнергии по сравнению со всеми остальными видами топлива и даже к 2040 году будет давать 38% выработки, однако экологические ограничения приведут к заметному замедлению темпов его роста и снижению доли в топливной корзине (Рисунок 1.21).

Объем потребления газа в мировой электроэнергетике увеличится в 2 раза, а его доля к 2040 году превысит 24%. Однако роль газа в электроэнергетике будет сильно различаться по регионам мира в зависимости от формирующихся региональных цен на газ и, соответственно, его конкурентоспособности.

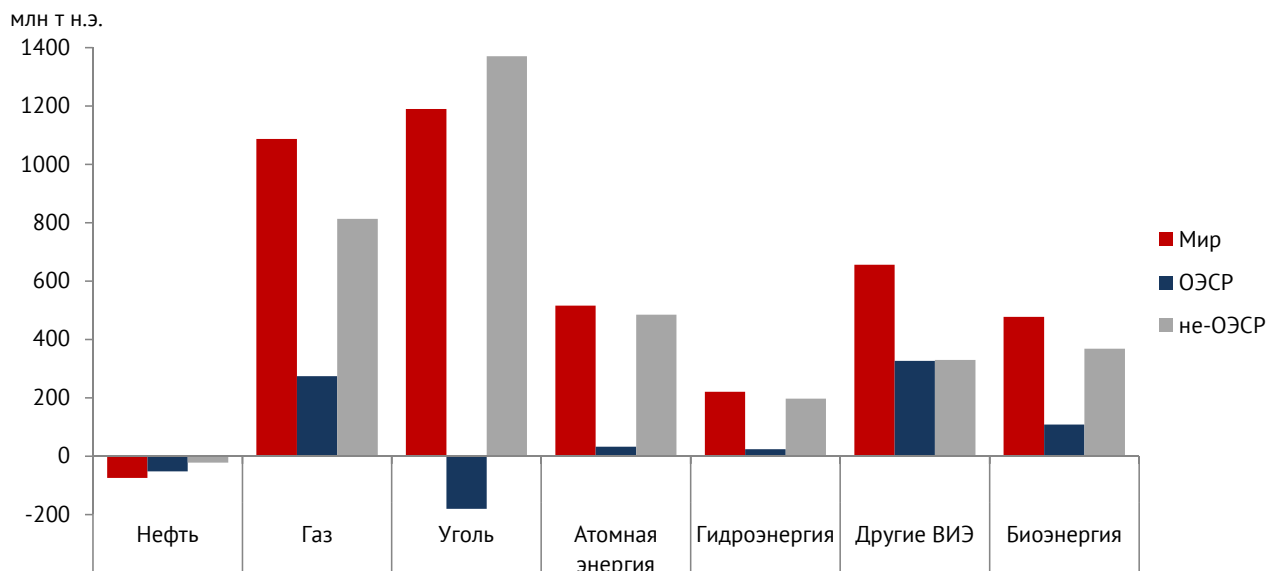
Рисунок 1.21 – Структура генерации по видам топлива, Базовый сценарий



Источник: ИНЭИ РАН

Быстро будет расти использование неископаемых энергоресурсов – до 2040 года они обеспечат более трети прироста выработки (Рисунок 1.22), а их совокупная доля в производстве электроэнергии превысит 28%.

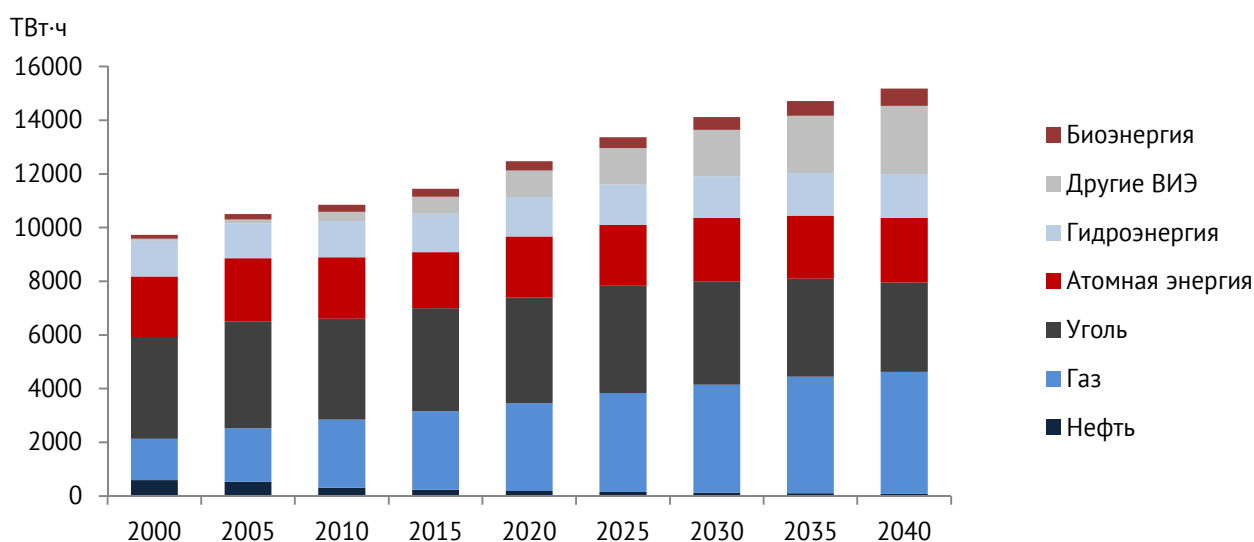
Рисунок 1.22 – Прирост использования отдельных видов топлива в производстве электроэнергии, Базовый сценарий



Источник: ИНЭИ РАН

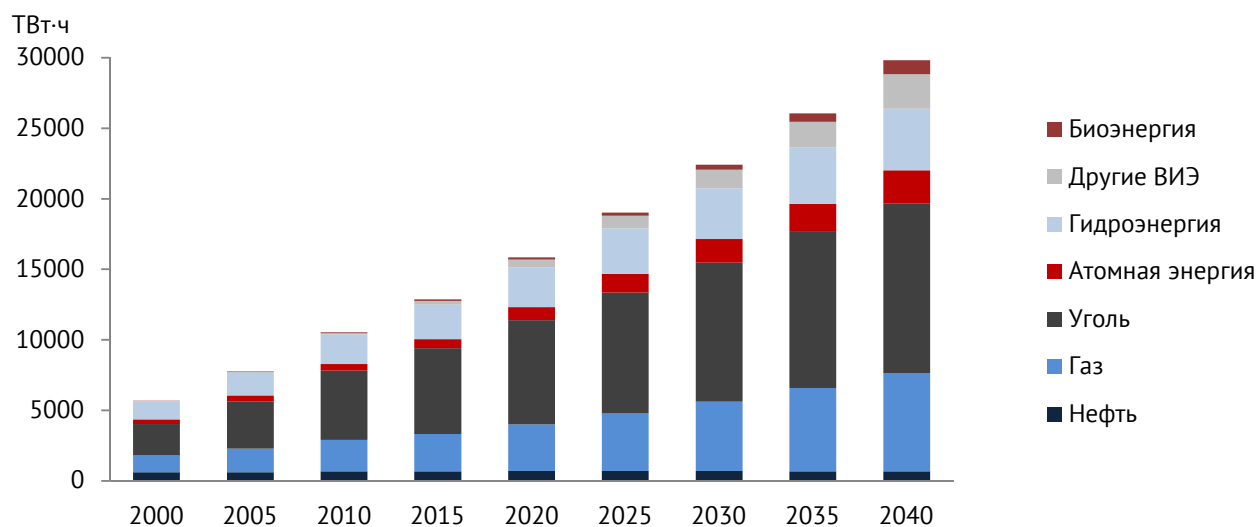
Развитые страны будут в первую очередь продвигать неуглеродную генерацию (Рисунок 1.23), а развивающиеся страны, сохраняя высокую зависимость от угля, будут высокими темпами наращивать использование газа и ВИЭ в электроэнергетике (Рисунок 1.24).

Рисунок 1.23 – Производство электроэнергии по видам топлива в развитых странах, Базовый сценарий



Источник: ИНЭИ РАН

Рисунок 1.24 – Производство электроэнергии по видам топлива в развивающихся странах, Базовый сценарий



Источник: ИНЭИ РАН

Рынок жидких видов топлива

Спрос на жидкие топлива

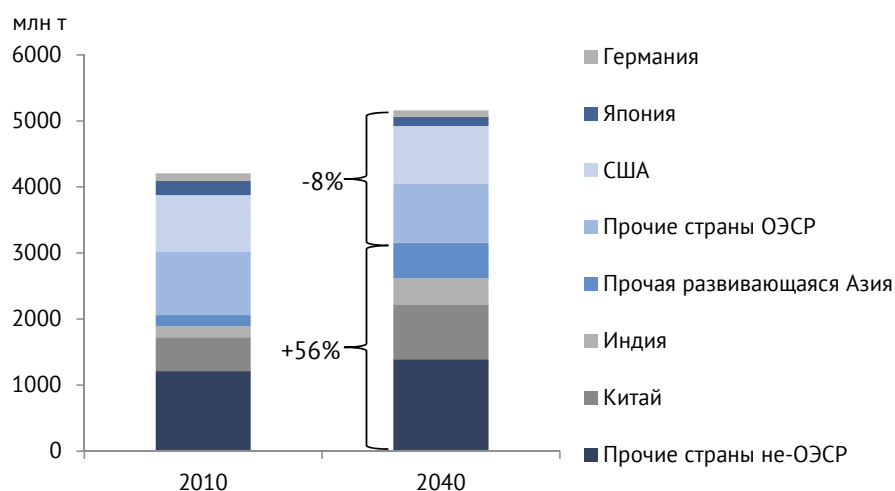
Спрос на жидкие виды топлива (нефтепродукты, биотоплива и топлива, произведенные по технологиям Gas-to-liquids (GTL) и Coal-to-liquids (CTL))¹² растет наиболее медленными темпами по сравнению с другими видами топлива, с замедлением к концу рассматриваемого периода.

При прогнозировании спроса на жидкие топлива использовалось сочетание двух методик: методики прогнозирования спроса на нефть через нефтеемкость отдельных экономик, а также определение спроса на нефть как суммы спроса на отдельные нефтепродукты (СУГ, бензины, нафта, дизельное топливо, мазут, керосин и прочие нефтепродукты), при этом спрос на отдельные нефтепродукты определялся через тренды емкости экономик отдельных стран к каждому соответствующему продукту. Спрос на биотоплива и прочие жидкие виды топлива был определен как сценарная предпосылка с дополнительным досчетом через фактор межтопливной конкуренции.

К 2040 году в Базовом сценарии мировой спрос на жидкие топлива вырастет примерно на четверть по сравнению с 2010 годом и достигнет 5160 млн т (Рисунок 1.25). Это на 60 млн т больше, чем в прошлогоднем Прогнозе-2013, что обусловлено немного более высокими предполагаемыми темпами роста мирового ВВП (3,5% среднегодовых против 3,4% в прошлом году), а также уточнением суммарного спроса на нефть через спрос на корзину нефтепродуктов в отдельных странах, с учетом особенностей формирования нефтепродуктовой корзины и текущих энергополитик в отдельных странах и регионах мира.

12 GTL - технология производства синтетического моторного топлива из газа, основываясь на реакции Фишера-Тропша, CNG – compressed natural gas, компримированный природный газ, используемый в качестве моторного топлива, CTL – технология производства синтетического моторного топлива из угля, основываясь на реакции Фишера-Тропша.

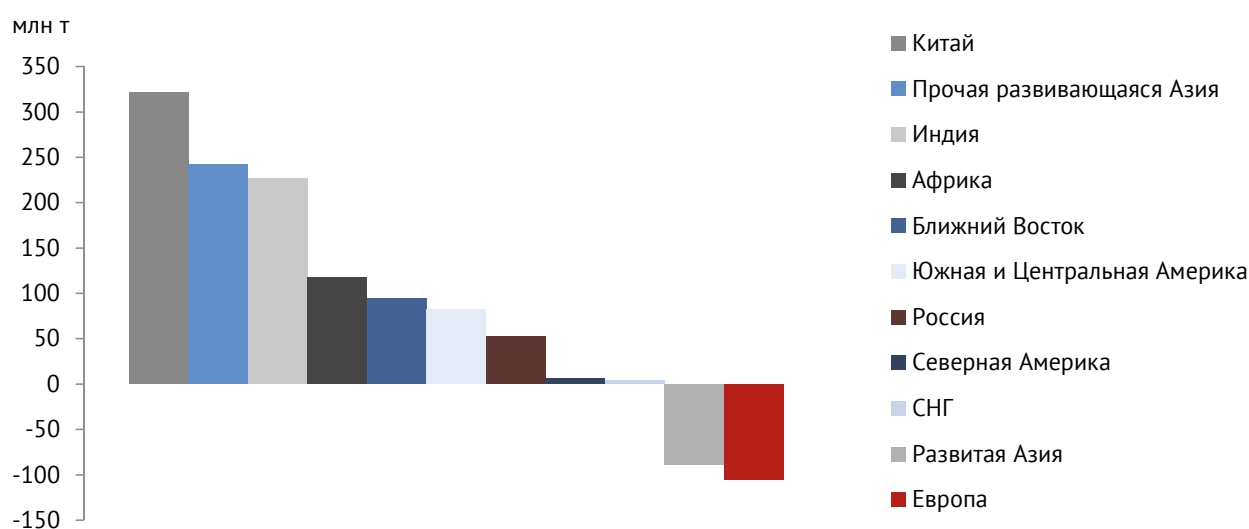
Рисунок 1.25 – Спрос на жидкие виды топлива по регионам и крупнейшим странам мира в 2010 и 2040 годах, Базовый сценарий



Источник: ИНЭИ РАН

Очевидно, что основной прирост мирового спроса на жидкие топлива будет обеспечиваться за счет развивающихся стран - потребление в странах, не входящих в ОЭСР, возрастет к 2040 году почти на 60% по сравнению с 2010 годом (Рисунок 1.26). Важно отметить, что в абсолютном выражении один только Китай обеспечит прирост спроса в 320 млн т жидких топлив.

Рисунок 1.26 – Прирост спроса на жидкие виды топлива в период с 2010 по 2040 год по регионам и крупнейшим странам мира, Базовый сценарий



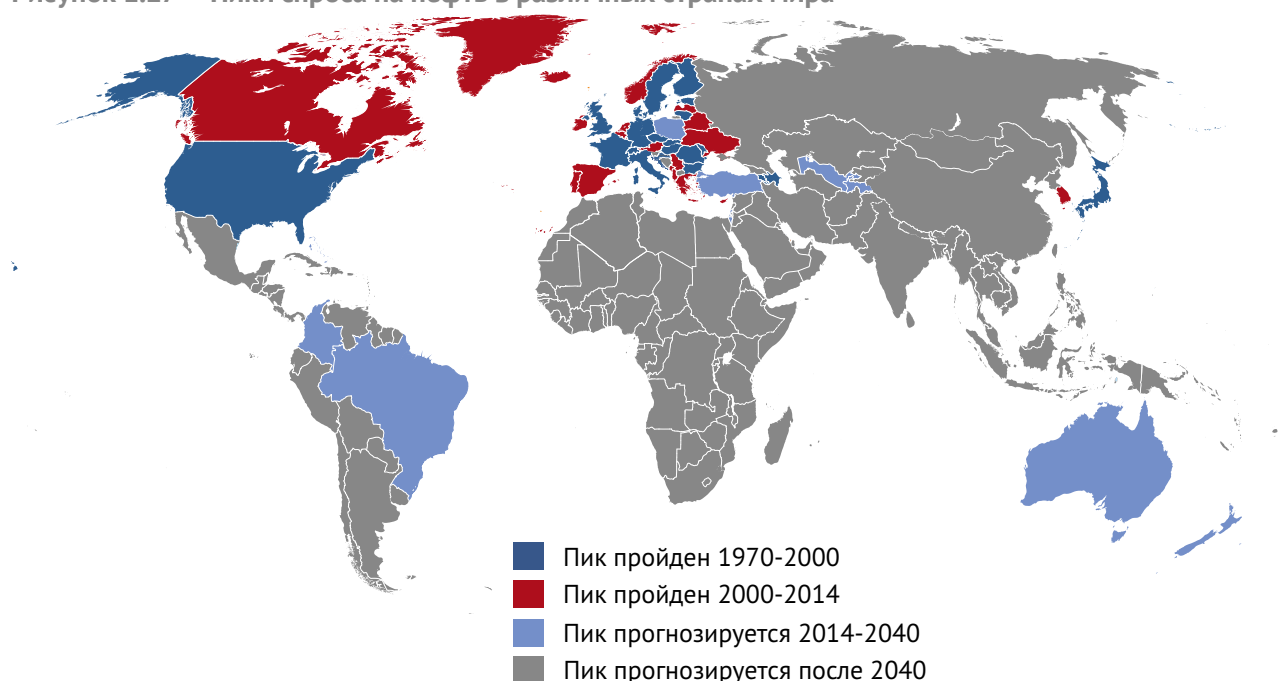
Источник: ИНЭИ РАН

Развитые страны демонстрируют противоположную динамику: в перспективе снижается спрос на жидкие виды топлива в Европе и в развитых странах Азии, особенно существенно снижение спроса в Японии

(на 70 млн т к 2040 году по сравнению с 2010 годом). Спрос в Северной Америке в условиях наличия доступного дешевого нефтяного сырья собственного производства, несмотря на усилия по диверсификации топливной корзины региона и развитие энергоэффективных технологий, возрастет, хотя и незначительно, - всего на 2,3% по сравнению с 2010 годом.

Важной особенностью нефтяного рынка является тот факт, что спрос на нефть в большинстве развитых стран уже достиг своего пика, причем в США, Японии и в большинстве стран Европы пик спроса был пройден еще до начала XXI века. Нужно отметить, что среди всех стран – членов ОЭСР не прошли пик спроса на нефть только Австралия (пик ожидается к 2025 году), Польша (к 2030 году), Турция (к 2040 году) и Израиль (к 2040 году). Среди европейских стран пик нефти в рассматриваемый период не проходят только Словения, Босния и Македония.

Рисунок 1.27 – Пики спроса на нефть в различных странах мира



Источник: ИНЭИ РАН

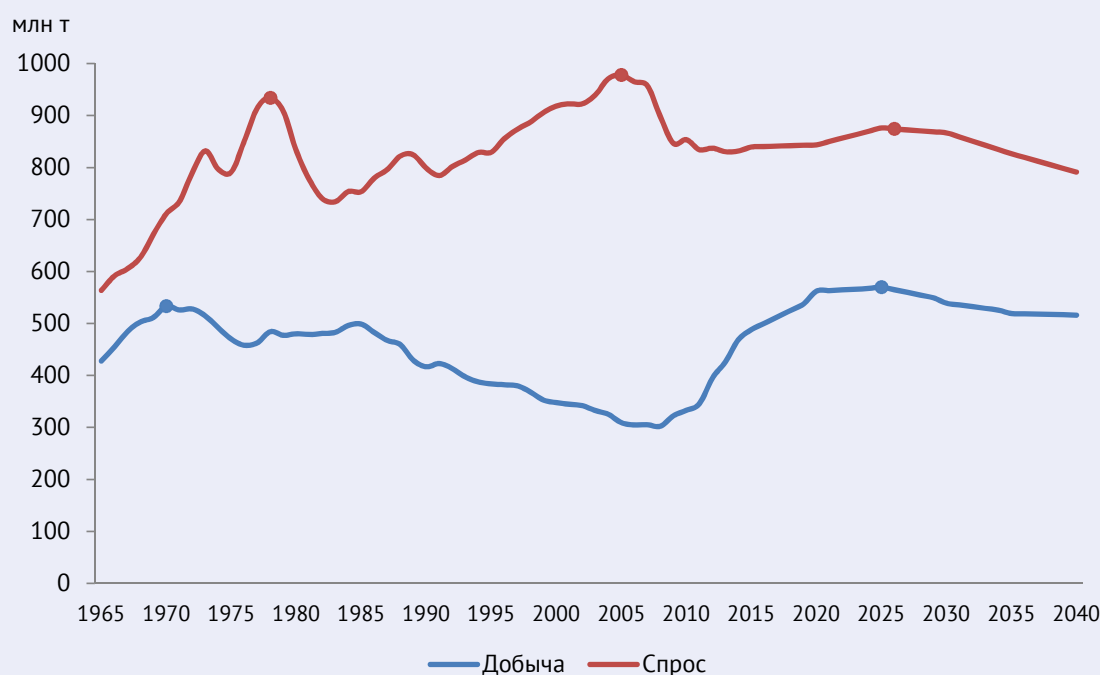
Пять нефтяных «пиков» США

В США можно выделить два пика потребления нефти: в 1978 году (935 млн т) и более высокий пик в 2005 году – 980 млн т (Рисунок 1.28). Падение потребления нефти после 1978 года связано с масштабным введением мер по энергосбережению, что было вызвано резким ростом цен на нефть и нестабильной военно-политической обстановкой на Ближнем Востоке, который был одним из основных поставщиков нефти в США в конце 1970-х годов.

По мере стабилизации обстановки на Ближнем Востоке до 2005 года в США шло активное восстановление спроса на нефть, стимулированное высокими темпами роста экономики, после чего общий восходящий тренд роста спроса на нефть переломился под влиянием растущей энергоэффективности и переключения на альтернативные источники энергии и потребление нефти начало снижаться.

В прогнозном периоде, на фоне наличия в США дешевых ресурсов сланцевой нефти, ожидается частичное восстановление спроса на нефть после кризисного падения 2008-2010 годов, причем спрос будет увеличиваться до 2025 года, а затем вновь пойдет на убыль, фактически формируя в США третий пик спроса на нефть (Рисунок 1.28).

Рисунок 1.28 – Пики добычи и потребления нефти в США



Источник: ИНЭИ РАН

Нефтяная промышленность США в принципе богата на пики - так, классический пик добычи нефти на традиционных месторождениях страны, предсказанный в 1950-х годах Кингом Хаббертом, был пройден в 1972 году, после чего добыча в США снижалась вплоть до 2007 года (года начала массовой коммерческой эксплуатации месторождений сланцевой нефти). В прогнозируемом периоде в Базовом сценарии новые ресурсы обеспечат США рост добычи вплоть до 2025 года с последующим снижением, что сформирует второй пик нефтедобычи в США, спустя 53 года после первого. Важно учитывать, что доступ к новым технологиям добычи может отодвинуть второй пик добычи и за пределы 2040 года.

Интересен тот факт, что, несмотря на пики добычи, спрос на нефть в США не снижался, а напротив, рос достаточно высокими темпами в 1970-х и 2000-х годах, то есть производство и потребление нефти не коррелировали друг с другом, однако начало массовой коммерческой эксплуатации относительно дешевых месторождений сланцевой нефти стимулирует в настоящее время рост спроса.

К 2040 году спрос на жидкие виды топлива в Китае и США сравняется

Ключевым регионом-потребителем жидких видов топлива в прогнозируемом периоде станут развивающиеся страны Азии, доля которых в мировом потреблении вырастет с 23% в 2010 году до 34% к 2040 году. Ключевой прирост спроса будет обеспечен за счет Китая, к 2040 году прирост составит более 320 млн т, по сравнению с уровнем 2010 года, что практически сравняет Китай по объемам потребления жидких топлив с США.

Более чем удвоится к 2040 году и спрос на жидкие топлива во второй крупнейшей азиатской экономике – Индии, в Базовом сценарии он достигнет 390 млн т в год. Значительный прирост спроса ожидается в странах Африки – на 70% по сравнению с уровнем 2010 года. На треть за прогнозируемый период возрастет спрос в странах Южной и Центральной Америки, Ближнего Востока и странах СНГ (Таблица 1.7).

Таблица 1.7 – Потребление жидких видов топлива по регионам и крупнейшим странам мира, Базовый сценарий, млн т

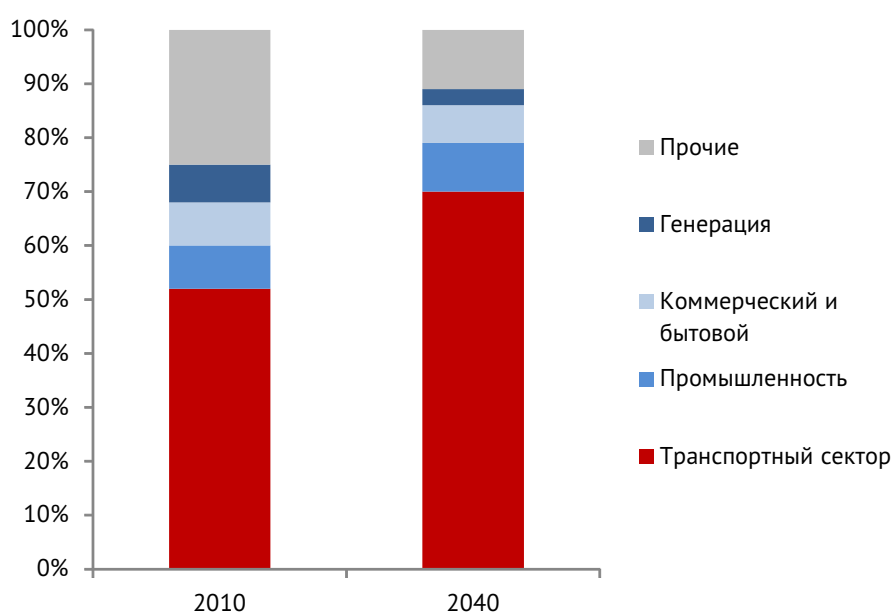
	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Северная Америка	1068	1063	1081	1126	1129	1100	1075
Канада	88	87	90	92	93	94	94
Мексика	101	105	107	109	111	113	114
США	879	872	884	925	925	893	866
Южная и Центральная Америка	309	326	345	363	377	389	392
Бразилия	125	136	142	148	155	161	162
Чили	16	18	19	20	21	21	21
Венесуэла	44	39	41	43	44	45	45
Прочие	124	133	143	152	157	162	164
Европа	749	691	689	683	672	658	643
ЕС-28	679	625	621	614	604	592	578
Франция	86	81	79	78	75	73	69
Германия	120	114	112	109	106	102	99
Италия	73	64	62	61	60	59	59
Испания	71	62	61	59	59	59	60
Великобритания	77	72	72	72	71	70	69
Турция	32	32	33	34	34	34	34
Прочие	290	266	270	270	267	261	253
Страны СНГ	202	224	236	247	252	256	259
Казахстан	17	15	15	16	17	18	19
Россия*	147	169	180	189	193	196	199
Прочие	38	40	41	42	42	42	41
Развитые страны Азии	373	366	357	343	326	307	286
Австралия	45	47	48	48	47	46	45
Япония	213	207	197	183	169	155	141
Новая Зеландия	7	7	7	7	6	6	6
Корея	108	106	106	106	104	100	94
Развивающаяся Азия	975	1104	1259	1377	1507	1635	1763
Китай	511	583	650	685	724	773	832
Индия	166	183	221	259	307	353	392
Прочие	298	338	388	433	476	509	539
Ближний Восток	366	361	436	418	436	450	460
Иран	89	80	84	88	91	94	95
Ирак	34	36	41	46	48	51	52
Саудовская Аравия	131	132	144	153	160	164	168
Прочие	112	113	167	131	137	141	145
Африка	165	181	201	224	245	265	282
Алжир	17	18	20	21	21	22	22
Ливия	16	17	18	21	23	24	25
Нигерия	13	15	18	21	24	27	30
ЮАР	24	28	29	30	31	32	33
Прочие	95	103	116	131	146	160	172
МИР	4207	4317	4603	4781	4943	5059	5160

Источник: ИНЭИ РАН

* - потребление жидких топлив в России в данном случае учитывает потребление нетоварных нефтепродуктов, в том числе экспортируемых.

Структура мирового спроса на жидкие виды топлива по секторам в прогнозном периоде претерпит некоторые изменения, вызванные усилением межтопливной конкуренции относительно дорогих жидких топлив с другими энергоносителями. Так, ожидается снижение доли сектора генерации тепла и электроэнергии в суммарном потреблении жидких топлив по мере замещения мазутных ТЭЦ угольными, газовыми и станциями на возобновляемых источниках энергии. В бытовом секторе нефтепродукты также будут замещаться другими энергоресурсами. Сохранит свою долю промышленный сектор, в первую очередь за счет роста нефтехимических производств в целом по миру, однако и здесь нефтепродукты будут жестко конкурировать с альтернативными энергоносителями, в первую очередь - с природным газом (Рисунок 1.29).

Рисунок 1.29 – Структура спроса на жидкие топлива по секторам экономики, Базовый сценарий



Источник: ИНЭИ РАН

Ключевым потребителем жидких топлив останется транспортный сектор - спрос на моторные топлива к 2040 году составит более 70% от совокупного спроса на нефть.

Транспортный сектор – практически единственный сектор экономики, который будет обеспечивать прирост спроса на нефтепродукты в перспективе до 2040 года

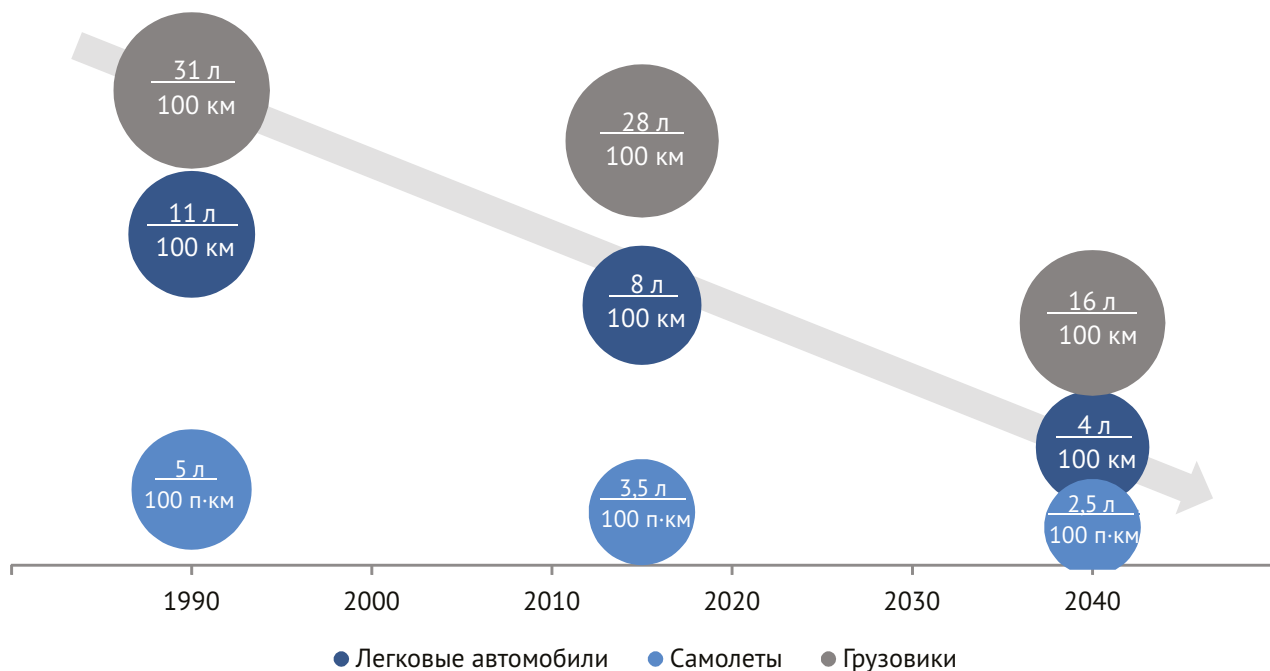
Несмотря на увеличение количества легковых автомобилей и потребности в перевозках (как грузовых, так и пассажирских), меры по модернизации и увеличению энергоэффективности будут сдерживать рост спроса на жидкие топлива в мире. Так, удельный расход топлива для авиации снизился за последнее десятилетие на 30% за счет использования в авиастроении более современных материалов обшивки, увеличения эффективности реактивных двигателей и увеличения грузо- и пассажироподъемности современных авиалайнеров. К 2040 году ИНЭИ РАН, основываясь на прогнозах компании «Boeing»¹³, ожидает снижения удельного расхода топлива в авиации еще на 30%.

Для дорожного автотранспорта энергоэффективность также имеет огромное значение. Так, удельные расходы топлива грузового автотран-

13 <http://www.iata.org/whatwedo/ops-infra/Pages/fuel-efficiency.aspx>

спорта, по данным CAFE¹⁴, снизились на 10% за период с 1990 по 2010 год, а к 2040 году ожидается снижение расхода еще на 43% – за счет обновления мирового грузового автопарка, повышения эффективности ДВС и трансмиссии, но в первую очередь за счет снижения веса тяжелых грузовиков и развития малотоннажных перевозок. Ожидается и значительное снижение расхода топлива у легковых автомобилей – на 50% по сравнению с показателями 2010-х годов за счет применения композиционных материалов и снижения потерь энергии «от бака до колес» (Рисунок 1.30)¹⁵.

Рисунок 1.30 – Снижение среднего удельного расхода топлива на легковых автомобилях, грузовых автомобилях и авиационном транспорте за период с 1990 по 2040 год



Источники: EPA, Boeing, ИНЭИ РАН

Транспортный сектор: перспективы изменения топливной корзины

Нефтепродукты – хоть и доминирующее, но далеко не единственное топливо, удовлетворяющее спрос на энергию в транспортном секторе. В 2010 году почти 5% от спроса в транспортном секторе удовлетворялись за счет не-нефтяных топлив: жидких синтетических топлив из газа, угля и биомассы, природного газа, а также за счет электроэнергии. В Базовом сценарии ожидается увеличение к 2040 году доли не-нефтяных топлив до 11% от общего спроса на энергию транспортного сектора.

Основной прирост спроса придется на наиболее распространенный заменитель нефтепродуктов – биотоплива. Их потребление на транспорте составит 230 млн т к 2040 году против 60 млн т в 2010 году (Рисунок 1.31). Успех биотоплив будет обеспечиваться за счет активной государственной поддержки в развитых странах, а также за счет относительно высоких цен на нефть в Базовом сценарии.

¹⁴ <http://www.epa.gov/otaq/climate/documents/420f12051.pdf>

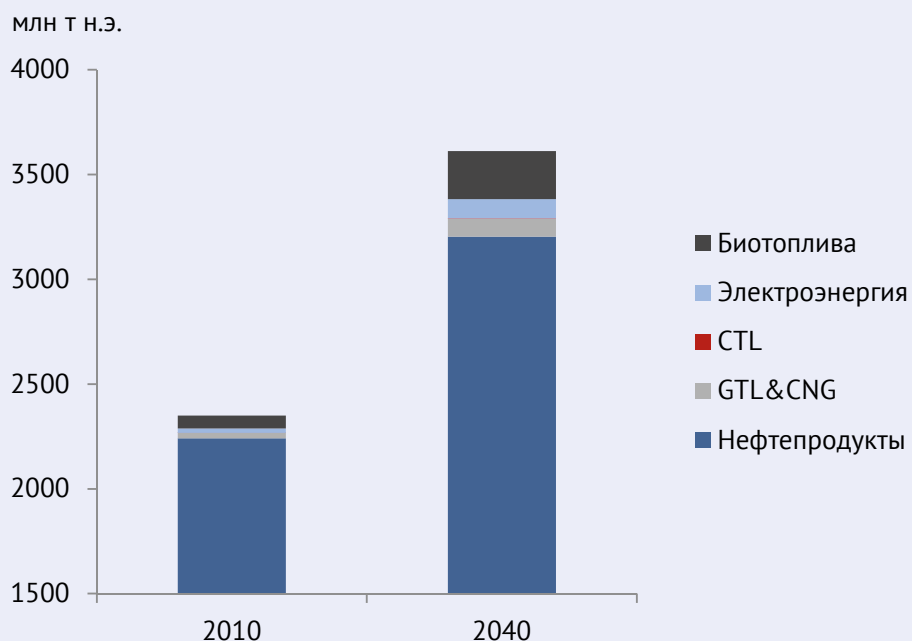
¹⁵ Подробнее см. Прогноз развития энергетики мира и России до 2035 года под руководством А.А. Макарова, Л.М. Григорьева, ИНЭИ РАН/РЭА, 2012 г. С. 26-27.

Ожидается и значительный прирост спроса на газомоторное топливо, к 2040 году его потребление в транспортном секторе вырастет более чем в три раза (до 85 млн т н.э.), в первую очередь рост спроса будет идти в странах АТР, а также Иране, США и странах Европейского союза.

Развитие электротранспорта и заряжаемых гибридов позволит нарастить долю электроэнергии до 2,5% от общего потребления энергии на транспорте к 2040 году¹⁶.

Наименее востребованным моторным топливом-заменителем станут топлива, производимые по технологии Coal-to-liquids и Gas-to-liquids, в связи с достаточно высокими затратами на производство (современные CTL- и GTL-проекты оцениваются как рентабельные только при цене на нефть свыше 100-120 долл./барр.).

Рисунок 1.31 – Структура спроса на энергию в транспортном секторе, Базовый сценарий



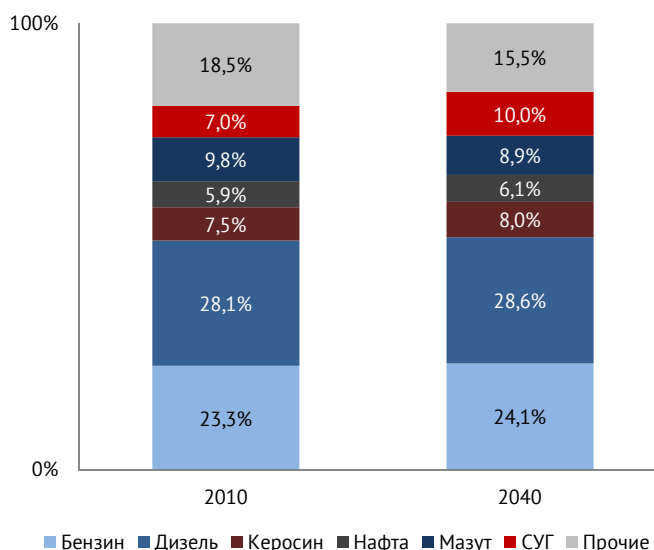
Источник: ИНЭИ РАН

Транспортный сектор как ключевой сегмент спроса на жидкие топлива определяет и структуру регионального и мирового спроса на нефтепродукты.

К 2040 году спрос на нефтепродукты по миру в целом возрастет на 20% (до 4930 млн т) по сравнению с 2010 годом, причем в целом структура спроса на нефтепродукты к 2040 году не претерпит значительных изменений. Наибольший рост спроса придется на бензин и дизельное топливо как на ключевые моторные топлива. Вырастет доля СУГ, в первую очередь за счет расширения их использования в нефтехимии и в качестве моторного топлива, а также доли всех светлых моторных топлив (дизельного топлива, бензина и авиационного керосина), снизится доля темных нефтепродуктов, в основном за счет выбытия мазута из сектора электрогенерации (Рисунок 1.32).

¹⁶ Более подробное исследование перспектив альтернативных моторных топлив см. в Прогнозе развития энергетики мира и России до 2035 года под руководством А.А. Макарова, Л.М. Григорьева, ИНЭИ РАН/РЭА, 2012 г. С. 76-84.

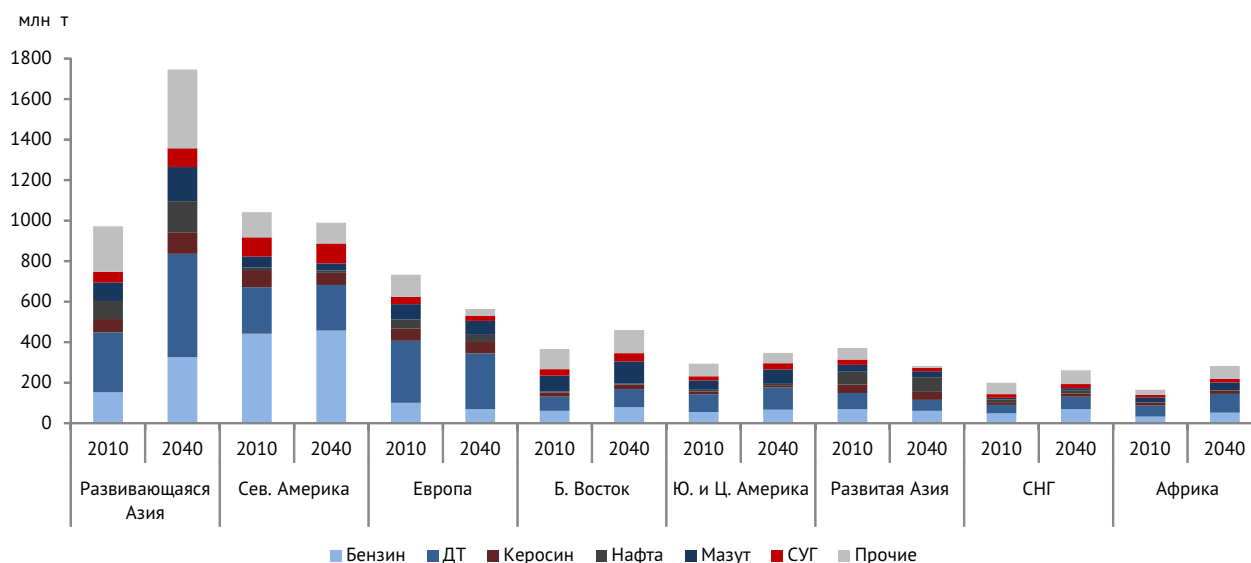
Рисунок 1.32 – Структура спроса на нефтепродукты в мире в 2010 и 2040 годах, Базовый сценарий



Источники: Статистика МЭА, ИНЭИ РАН

Структура спроса на нефтепродукты по регионам мира весьма неоднородна (Рисунок 1.33). Так, в Северной Америке в прогнозном периоде ожидается преобладание автомобильных бензинов, их доля в общем объеме спроса на нефтепродукты возрастет с 42% в 2010 году до 46% к 2040 году. В Европе, напротив, ожидается продолжение дизелизации автопарка - доля ДТ увеличится с 42% в 2010 году до 49% в 2040 году. Такие диспропорции в структуре спроса приводят регионы к необходимости импортировать дополнительные объемы ключевых нефтепродуктов ввиду невозможности настроить собственные перерабатывающие мощности под выпуск такого объема бензина в США и дизельного топлива в Европе.

Рисунок 1.33 – Структура спроса на нефтепродукты по регионам мира, Базовый сценарий



Источник: ИНЭИ РАН

В других регионах мира топливные корзины относительно сбалансированы, однако все равно имеют свои региональные особенности:

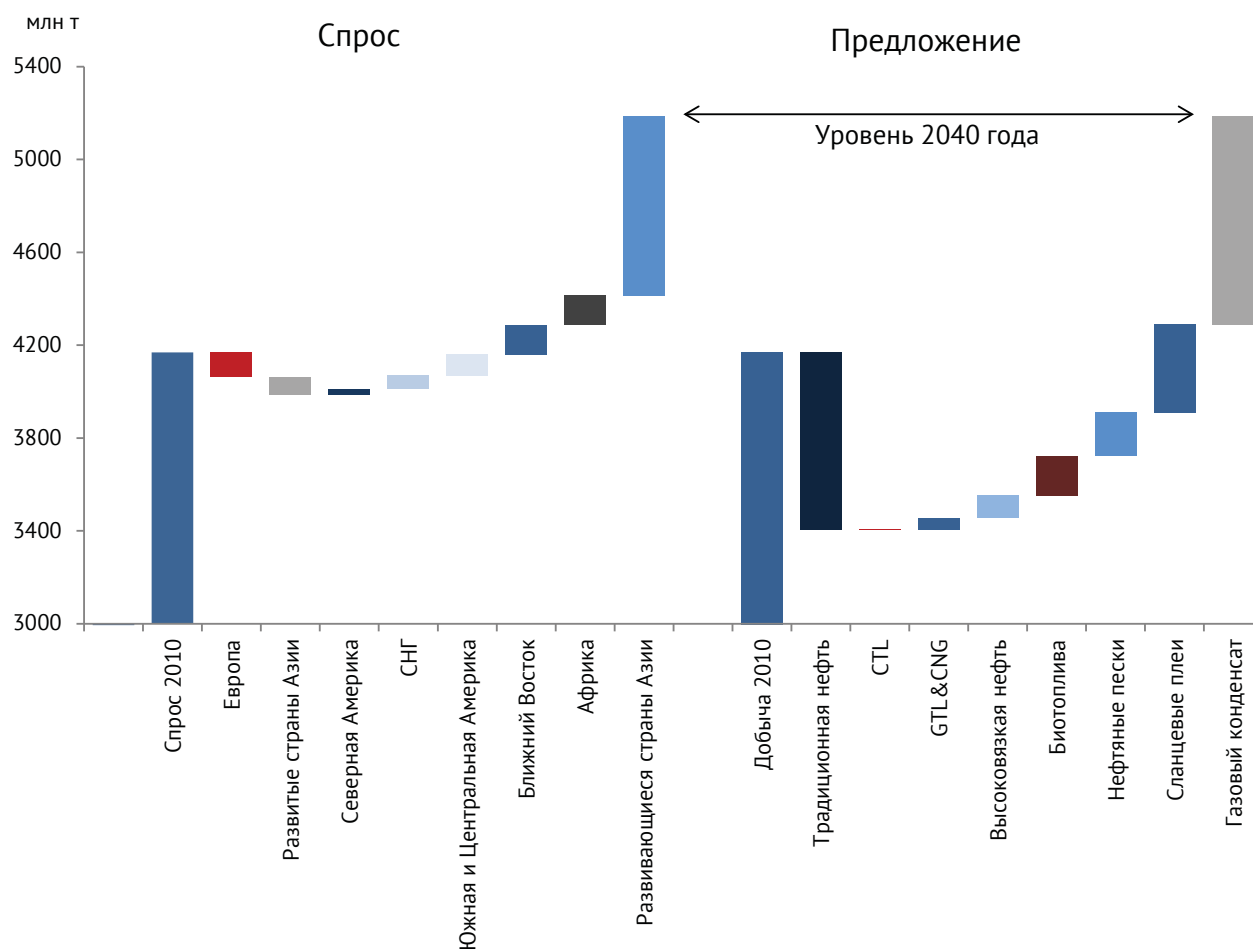
- на Ближнем Востоке достаточно высока (по сравнению с другими регионами) доля мазута (24% к 2040 году). Большой спрос на мазут объясняется высоким уровнем морских перевозок, в том числе для экспорта углеводородов из региона;
- в странах СНГ, напротив, происходит почти полное вытеснение мазута из корзины энергоносителей за счет демонтажа мазутных ТЭЦ, в то время как спрос на мазут как топливо для морских перевозок остается практически неизменным;
- развитые страны Азии, в частности Япония и Южная Корея, характеризуются высокой долей нефти и СУГ, которые используются в основном крупными нефтехимическими производствами, расположенными в регионе;
- в Африке, Южной и Центральной Америке и развивающихся странах Азии значительных структурных изменений в корзине потребляемых нефтепродуктов не ожидается, ключевым моторным топливом для всех этих регионов будет дизельное (30% от совокупного спроса на нефть), доля бензина установится к 2040 году на уровне 19% от суммарного потребления.

Предложение жидких топлив

В Базовом сценарии мировой спрос на жидкие виды топлива будет в значительной мере покрываться за счет добычи нефти и газового конденсата, на долю не-нефтяных топлив (топлив, произведенных по технологиям GTL, CNG, CTL и биотоплив) к 2040 году будет приходиться всего 5,6% от общего объема предложения жидких, причем основная часть (230 млн т) придется на производство биотоплив (Рисунок 1.34).

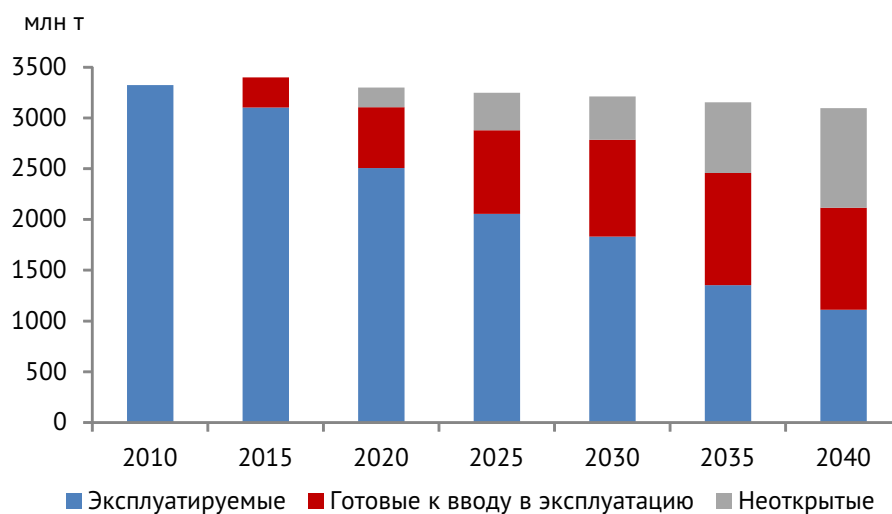
Добыча традиционной нефти (без учета газового конденсата) к 2040 году снизится до 3,1 млрд т с нынешних 3,4 млрд т, давно обсуждавшийся «пик традиционной нефти» придется на период с 2015 по 2020 год. Снижение ее добычи будет обусловлено постепенной выработкой запасов на крупнейших существующих месторождениях. Для компенсации этой выработки уже к 2015 году миру необходимо будет довести добычу на уже открытых, но еще не разрабатываемых месторождениях, до 295 млн т, а к 2020 году потребуются вовлечь еще 200 млн т с месторождений, которые пока не открыты. Всего к 2040 году ожидается снижение добычи на действующих месторождениях до 1,1 млрд т, что и приводит к совокупному падению добычи традиционной нефти на 300 млн т по сравнению с 2010 годом (Рисунок 1.35).

Рисунок 1.34 – Баланс спроса на жидкие топлива по регионам и предложения жидких топлив по видам в 2040 году, Базовый сценарий



Источник: ИНЭИ РАН

Рисунок 1.35 – Добыча традиционной нефти по типам месторождений, Базовый сценарий



Источник: ИНЭИ РАН

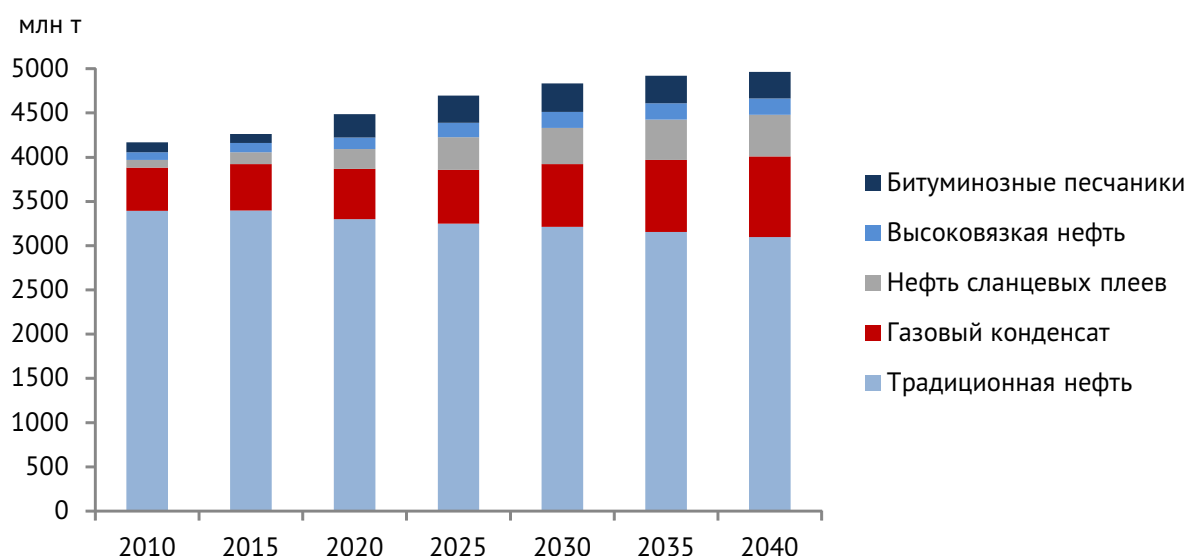
Несмотря на ожидаемое снижение добычи традиционной нефти, в период до 2040 года мир не столкнется с нехваткой предложения нефтяных топлив: падающая добыча традиционных нефтяных месторождений будет компенсироваться растущей добычей газового конденсата (прирост 425 млн т к 2040 году) и нетрадиционной нефти (битуминозных песчаников, высоковязкой нефти, нефти сланцевых плеев¹⁷).

Добыча газового конденсата к 2040 году будет составлять почти 20% от суммарного объема предложения нефти. Такой рост добычи этого сырья будет стимулироваться масштабным развитием газодобычи по всему миру, во всех регионах без исключения, причем важно отметить, что в ключевом нефтедобывающем регионе – на Ближнем Востоке – газовый конденсат обеспечит более 70% от прироста добычи.

Ключевым источником прироста добычи нефти в периоде до 2040 года станут нетрадиционные месторождения, в первую очередь нефти сланцевых плеев, на которые придется 470 млн т добычи к 2040 году

Суммарная добыча нетрадиционной нефти к 2040 году составит 950 млн т, из них почти половина (470 млн т) придется на нефть сланцевых плеев, в том числе на нефть низкопроницаемых коллекторов (Light tight oil) и, в меньшей степени, синтетическую нефть, производимую из керогена (Рисунок 1.36). Безусловное лидерство в производстве нетрадиционной нефти на весь рассматриваемый период сохранят за собою США (Рисунок 1.37).

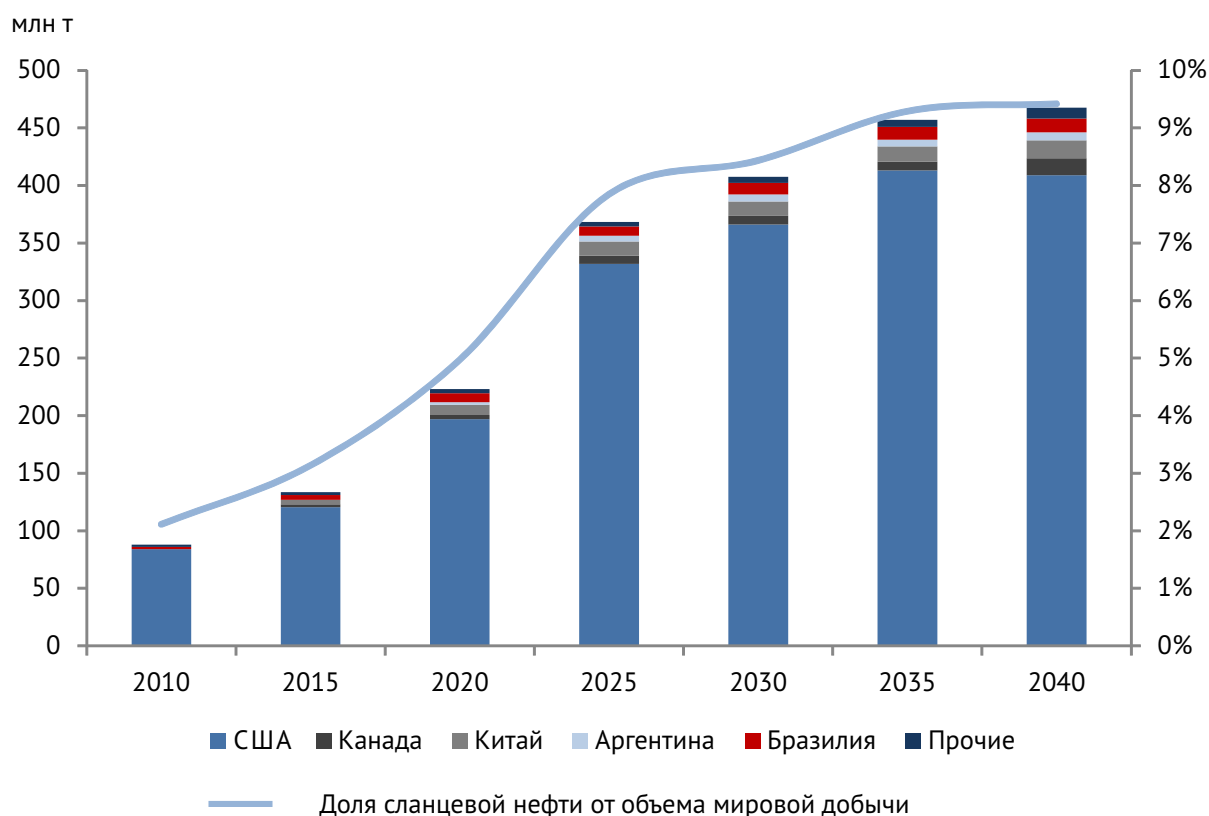
Рисунок 1.36 – Добыча нефти по видам, Базовый сценарий



Источник: ИНЭИ РАН

17 Подробнее о нефти сланцевых плеев и других нетрадиционных нефтях см. в работах ИНЭИ РАН: Грушевенко Е. Грушевенко Д. под редакцией А.А. Макарова, Т.А. Митровой, В.А. Кулагина «Нефть сланцевых плеев – новый вызов энергетическому рынку?», М., 2012; Grushevenko E., Grushevenko D. Unconventional Oil Potential Tends to Change the World Oil Market. // CSCanada Energy Science and Technology Vol.4, № 1, 2012; Грушевенко Е., Грушевенко Д. Нетрадиционная нефть: потенциал и перспективы. // ТЭК. Стратегии развития, январь-февраль, 2012 г.

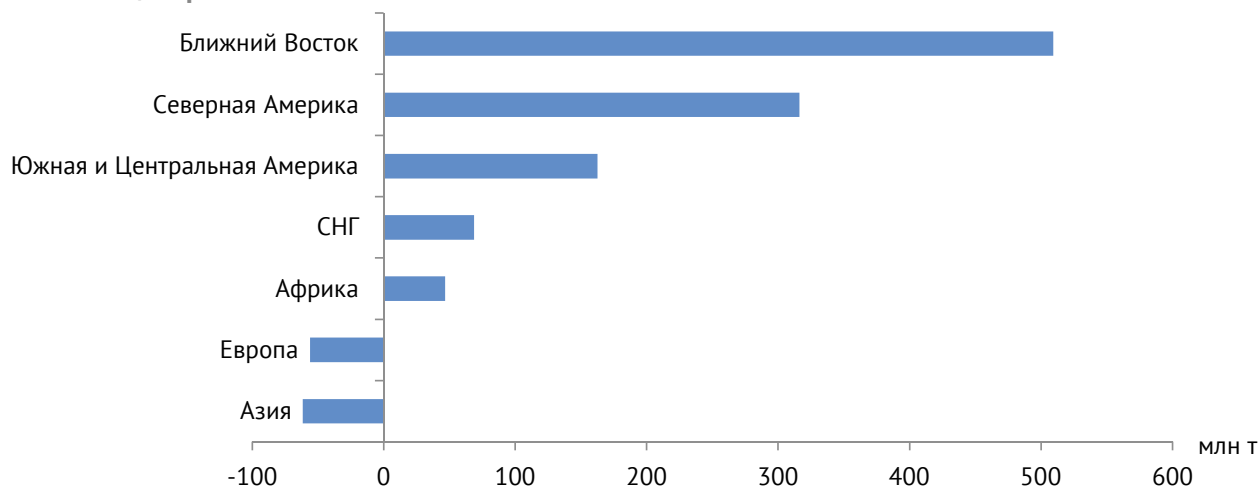
Рисунок 1.37 – Добыча сланцевой нефти по странам, Базовый сценарий



Источник: ИНЭИ РАН

В целом, ключевым мировым регионом-производителем останется Ближний Восток, который в Базовом сценарии обеспечит прирост добычи в полмиллиарда тонн сырой нефти, - добыча в регионе возрастет на 45% (с 1215 млн т в 2010 году до 1755 млн т к 2040 году). Этот огромный прирост будет обеспечиваться в первую очередь за счет месторождений Ирака (прирост составит 270 млн т), Саудовской Аравии (прирост составит 80 млн т) и других ближневосточных членов ОПЕК (190 млн т) (Рисунок 1.38).

Рисунок 1.38 – Прирост добычи нефти по регионам мира за период с 2010 по 2040 год, Базовый сценарий

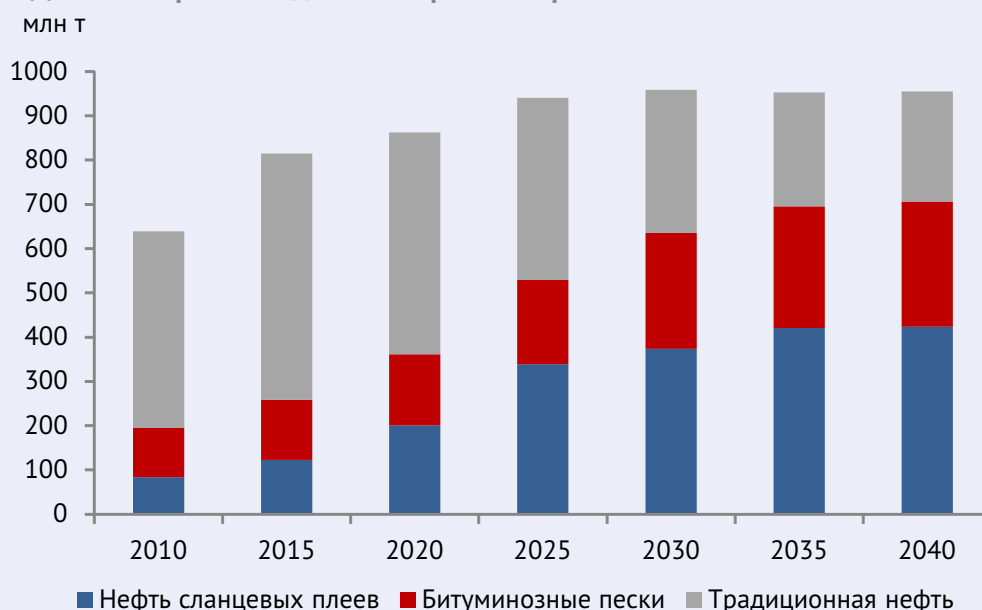


Источник: ИНЭИ РАН

Добыча нефти в Северной Америке

Северная Америка, несомненно, является лидером в области разработки нетрадиционных источников нефти – как сланцевой нефти, так и битуминозных песчаников. Разработка двух этих видов нефтей позволила региону переломить тенденцию на снижение добычи и обеспечить рост производства на достаточно долгий временной период. В Базовом сценарии к 2040 году около 75% от общего объема нефти, производимой в регионе, будет приходиться на долю нетрадиционных источников (Рисунок 1.39). Рост добычи сланцевой нефти при этом будет продолжаться вплоть до конца прогнозного периода с заметным замедлением темпов роста после 2030 года, по мере истощения запасов ключевых сланцевых плеев.

Рисунок 1.39 – Добыча нефти по видам в Северной Америке



Источник: ИНЭИ РАН

Успех нетрадиционной нефти в регионе будет обеспечиваться относительно невысокими затратами на их добычу – так, цены безубыточности¹⁸ для большинства сланцевых плеев США и Канады находятся в диапазоне от 75 до 90 долл. 2010/барр., а для проектов по разработке канадских песков – в диапазоне от 60 до 110 долл. 2010/барр.

Добыча в Южной Америке увеличится более чем на 40% - до 540 млн т к 2040 году с 380 млн т в 2010 году, в основном за счет ввода в эксплуатацию проектов по разработке офшорных месторождений в Бразилии (добыча в стране в Базовом сценарии достигнет 263 млн т). Немаловажную роль в росте нефтедобычи региона сыграет и Венесуэла, прирост добычи в стране будет достигаться за счет разработки запасов пояса реки Ориноко, к 2040 году в Базовом сценарии добыча составит почти 170 млн т.

Добыча стран СНГ в Базовом сценарии продолжит рост, хотя и гораздо более медленными темпами, чем в первом десятилетии XXI века, - с 665 млн т в 2010 году до 710 млн т в 2040 году. Снижение добычи после 2015 года в главном производителе региона – Российской Федерации - будет компенсироваться за счет увеличения добычи в Казахстане (с 80 в 2010 году до 170 млн т к 2040 году).

18 Цена безубыточности – такая цена нефти, при которой проект по разработке месторождения становится доходным.

Добыча в Африке к 2035 году превысит отметку в 540 млн т (против 480 млн т в 2010 году), после чего незначительно снизится до 530 млн т по мере истощения запасов месторождений Нигерии, Анголы и Египта. Еще один ключевой производитель региона – Ливия – в Базовом сценарии сможет поддерживать стабильный рост добычи до 2040 года.

Снижение добычи ожидается во всех странах Европы, кроме Норвегии. Суммарная добыча региона сократится с 195 в 2010 году до 130 млн т в 2040 году. По Прогнозу-2014, норвежская нефтедобыча растет до 2020 года за счет ввода в эксплуатацию недавно разведанных участков шельфа Северного моря, а после снижается вплоть до конца прогнозного периода.

Азиатский регион также не сможет поддерживать добычу даже на уровне 400 млн т (как в 2010 году), в Базовом сценарии объемы производства нефти в регионе снижаются к 2040 году до 340 млн т (Таблица 1.8).

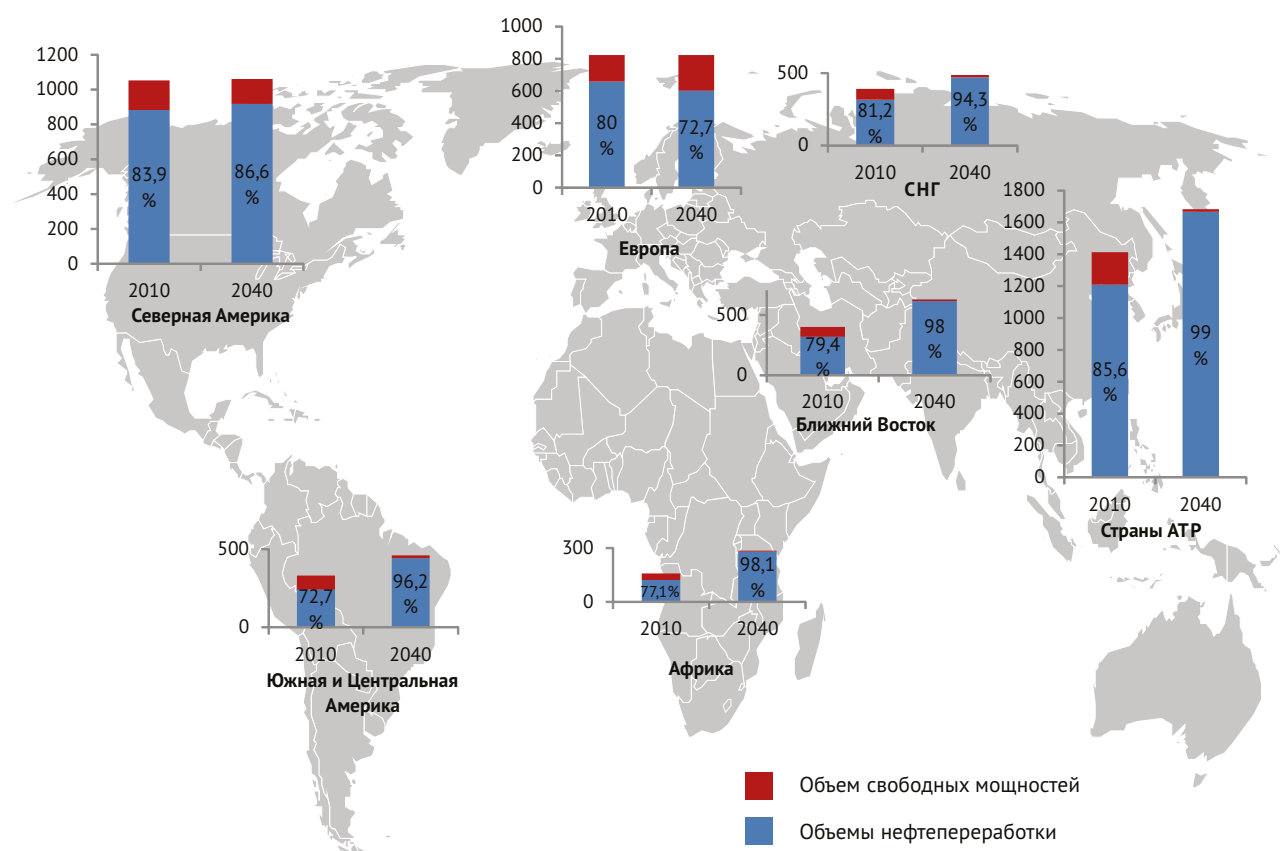
Таблица 1.8 – Добыча нефти по регионам и крупнейшим странам мира, Базовый сценарий, млн т

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Северная Америка	639	815	862	951	962	956	956
Канада	160	191	194	281	343	357	360
Мексика	146	135	107	100	80	80	79
США	333	488	562	570	539	519	516
Южная и Центральная Америка	378	430	471	515	522	533	541
Венесуэла	146	156	156	161	165	166	167
Бразилия	111	161	213	248	254	259	263
Эквадор	26	17	16	15	16	24	29
Прочие	95	96	86	91	88	85	81
Европа	196	146	163	155	140	133	132
Норвегия	99	81	98	96	83	80	79
Великобритания	63	41	38	36	36	33	32
Прочие	35	24	28	22	20	20	21
СНГ	665	681	673	672	683	698	712
Россия	505	522	513	505	491	476	468
Казахстан	82	82	82	95	118	146	167
Азербайджан	51	51	52	50	52	52	53
Прочие	28	25	26	22	23	23	25
Азия	402	358	387	381	363	343	341
Китай	203	190	221	205	194	176	177
Индия	41	43	41	37	36	31	30
Австралия и Новая Зеландия	25	24	24	27	28	31	34
Прочие	133	101	101	113	105	106	100
Ближний Восток	1217	1349	1466	1519	1643	1715	1755
Иран	209	165	175	180	180	186	194
Ирак	122	247	289	296	369	389	391
Саудовская Аравия	474	506	533	521	525	538	556
ОАЭ	133	161	170	167	173	170	162
Прочие	280	270	300	355	397	431	452
Африка	481	486	465	516	521	543	527
Египет	35	32	30	31	33	31	31
Ливия	78	87	89	85	100	111	120
Нигерия	121	133	114	111	84	89	84
Ангола	91	72	70	94	100	94	90
Прочие	156	162	161	194	204	218	203
ОПЕК	1667	1843	1940	2013	2143	2242	2245
Доля ОПЕК, %	42	43	43	43	44	46	45
не-ОПЕК	2311	2421	2547	2695	2691	2679	2719
Мир	3978	4264	4487	4708	4834	4921	4964

Источник: ИНЭИ РАН

В Базовом сценарии мировая нефтяная промышленность будет в достаточной мере обеспечена мощностями по нефтепереработке. Ожидается их суммарный рост с 4,5 млрд тонн в 2010 году до 5,4 млрд тонн к 2040 году, причем основной прирост мощностей придется на страны развивающейся Азии, Ближнего Востока и Африки. Важно отметить, что именно на эти регионы придется и максимальный рост загрузки заводов – она будет составлять здесь около 98%. Такая же напряженная ситуация со свободными перерабатывающими мощностями к концу прогнозного периода может сложиться и в странах Южной и Центральной Америки (Рисунок 1.40).

Рисунок 1.40 – Текущие и прогнозные мощности нефтеперерабатывающих заводов и их уровни загрузки в %, млн т



Источник: ИНЭИ РАН

Прогноз структуры мировых мощностей по нефтепереработке позволяет ожидать строительства новых НПЗ в развивающихся странах Азии при постепенном выбытии НПЗ в Европе

Высокая загрузка нефтеперерабатывающих заводов говорит о том, что, вероятнее всего, уже к середине прогнозного периода можно ожидать объявления проектов по строительству новых НПЗ в Азии, Южной и Центральной Америке. В то же время падение загрузки нефтеперерабатывающих мощностей в Европе, скорее всего, приведет к выводу из эксплуатации части заводов уже к 2020 – 2025 годам.

Международная торговля

В межрегиональной торговле сырой нефтью в Базовом сценарии к 2040 году произойдут значительные изменения по сравнению с 2010 годом. Основные сдвиги прогнозируются в Северной Америке, которая к концу рассматриваемого периода за счет добычи нетрадиционной нефти превратится из нетто-импортера сырой нефти в нетто-экспортера. К 2040 году в Базовом сценарии в регион будут поставлять нефть только страны Африки (в первую очередь Нигерия и Ангола) и Южной Америки (Венесуэла и Бразилия), в то время как экспорт из региона будет осуществляться в страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

Ожидается и значительное (по сравнению с 2010 годом) снижение поставок сырой нефти в Европу - с 600 в 2010 году до 500 млн т в 2040 году, что связано как с падающим спросом в регионе, так и низкой маржинальностью и уменьшением объемов европейской нефтепереработки. Снижение экспортной ниши в Европе сильнее всего скажется на поставщиках из стран СНГ, поставки сырой нефти из этих стран упадут к 2040 году более чем на 120 млн т по сравнению с 2010 годом, в то время как остальные поставщики (Африка, Ближний Восток и Южная Америка) смогут нарастить свой экспорт на европейский рынок.

Ключевым регионом-импортером в прогнозном периоде будет АТР. Потребность в импорте сырой нефти возрастет на 350 млн т по сравнению с 2010 годом, именно на освоение этого рынка и будут направлены усилия всех ключевых мировых производителей. Так, страны СНГ, теряющие собственную экспортную нишу на европейском рынке, увеличат поставки на рынок АТР (в первую очередь на рынки Китая и других стран Северо-Восточной Азии) с 75 млн т в 2010 году до 100 млн т в 2040 году. Ключевым поставщиком региона, как ожидается, станут страны Ближнего Востока, которые к 2040 году будут обеспечивать до 73% поставок сырой нефти в АТР (или более 960 млн т в абсолютном выражении) (Таблицы 1.9 и 1.10).

В Базовом сценарии зависимость от импорта нефти во всех ключевых регионах-импортерах, кроме Северной Америки, продолжит увеличиваться. Северная Америка, благодаря увеличению собственной добычи, сможет отказаться от ввоза сырой нефти из других регионов уже после 2020 года, однако ключевая страна региона – США – будет более чем на треть зависеть от поставок из соседней Канады вплоть до 2040 года (Таблица 1.11).

Европейская зависимость от импорта сырой нефти несколько снизится в период до 2020 года, что, однако, будет связано не с позитивными процессами энергосбережения, а с ростом добычи нефтяного сырья в Норвегии за счет ввода в эксплуатацию новых месторождений и ожидаемых снижений объемов европейской нефтепереработки. В целом к концу прогнозного периода, несмотря на стагнирующий спрос на нефть, Европа только увеличит свою импортную зависимость с 73% от общего объема потребления сырой нефти в 2010 году до 77% к 2040 году.

В 2040 году более половины межрегиональных поставок сырой нефти придется на поставки в страны Азиатско-Тихоокеанского региона

Таблица 1.9 – Потоки межрегиональной торговли сырой нефтью в 2010 году, млн т, Базовый сценарий

		Куда						
		Северная Америка	Южная Америка	Европа	СНГ	Ближний Восток	Африка	АТР
Откуда	Северная Америка	0	38	25	2	0	3	19
	Южная Америка	115	0	16	0	0	1	44
	Европа	49	5	0	8	2	15	13
	СНГ	39	1	295	0	0	1	75
	Ближний Восток	91	6	117	0	0	15	708
	Африка	125	17	129	0	1	0	112
	АТР	11	11	15	0	0	6	0

Источники: составлено ИНЭИ РАН на основе МЭА, ВР

Таблица 1.10 – Потоки межрегиональной торговли сырой нефтью в 2040 году, млн т, Базовый сценарий

		Куда						
		Северная Америка	Южная Америка	Европа	СНГ	Ближний Восток	Африка	АТР
Откуда	Северная Америка	0	0	0	0	0	0	180
	Южная Америка	44	0	53	0	0	0	0
	Европа	0	0	0	7	0	20	10
	СНГ	0	0	173	0	0	0	101
	Ближний Восток	0	0	118	0	0	47	961
	Африка	93	0	155	0	0	0	71
	АТР	0	0	0	0	0	0	0

Источник: ИНЭИ РАН

Таблица 1.11 – Доля нетто-импорта нефти в общем объеме потребления нефти в ключевых регионах-импортерах, Базовый сценарий

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Северная Америка	38%	16%	4%	0	0	0	0
США	61%	36%	29%	30%	35%	35%	35%
Европа	73%	72%	68%	72%	75%	77%	77%
Азия	69%	75%	75%	76%	78%	79%	80%
Китай	54%	60%	63%	65%	69%	71%	71%
Индия	74%	81%	82%	84%	85%	87%	87%
Япония	99%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Источник: ИНЭИ РАН

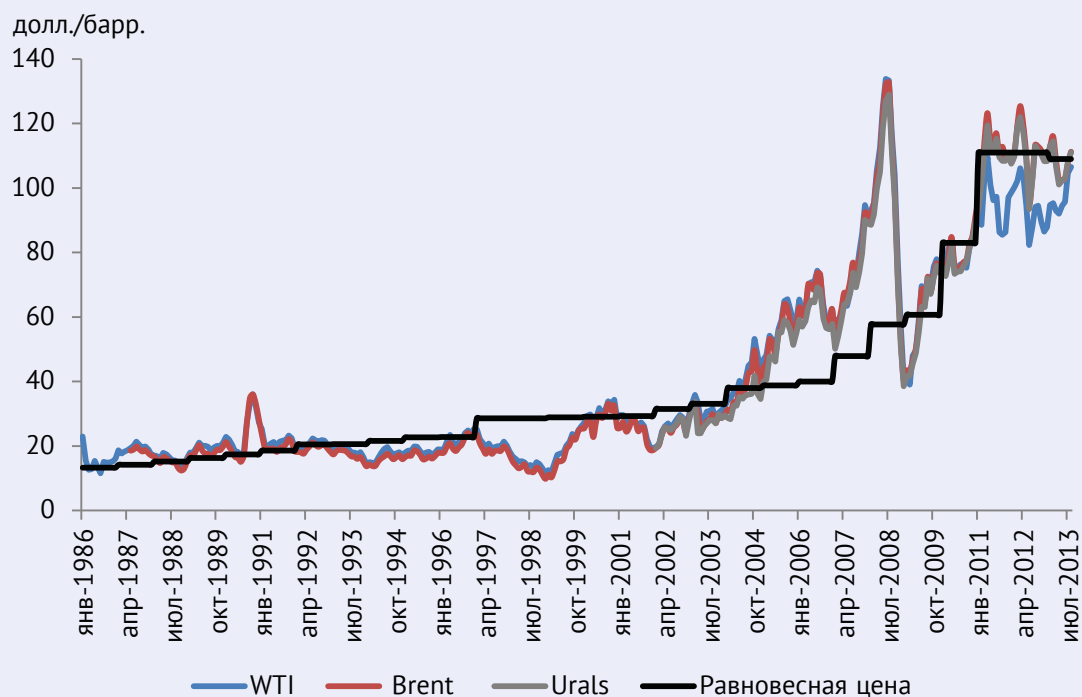
Высокая импортная зависимость сохранится и в Азиатском регионе, поставки из других регионов будут обеспечивать до 80% от суммарной потребности АТР в нефти. Высокий прогнозируемый спрос на нефть в Индии и Китае, в условиях недостаточной обеспеченности сырьем двух крупнейших экономик региона, приводит к увеличению импортной зависимости этих стран. Так, в Китае к 2040 году до 71% будут обеспечиваться за счет поставок нефти из-за рубежа, в Индии этот показатель к 2040 году превысит 87%.

Равновесные цены нефти¹⁹

В Базовом сценарии не ожидается существенного отклонения цен на нефть от уровня, определенного в Прогнозе-2013. После относительно стабильной среднегодовой цены в 111 долл./барр., установившейся на мировом рынке в 2011 – 2012 годах, к 2013 году среднегодовая цена нефти уже снизилась до 108 долл./барр. под влиянием растущей добычи сланцевой нефти в США, и ожидается, что этот тренд на снижение сохранится на рынке еще некоторое время.

Цены на нефть: 5 лет предсказуемости после кризисных шоков

Цены на нефть отличаются высокой волатильностью и во многом зависят от ситуации на финансовых рынках. Как уже отмечалось в Прогнозе-2013, фундаментальные факторы начали определять нефтяные цены сравнительно недавно, устойчивая корреляция между равновесными и рыночными ценами в усредненных до среднегодовых значениях наблюдается только с начала 2000-х годов. Тем не менее в кризисный 2008 год нефтяные цены буквально побили рекорд внутригодовых колебаний, поднявшись сначала практически до отметки в 140 долл./барр., а затем одномоментно провалившись до 40 долл./барр. (Рисунок 1.41).

Рисунок 1.41 – Соотношение рыночных и равновесных цен нефти в 1986-2013 годах

Источник: ИНЭИ РАН

После кризисных скачков, вызванных исключительно общей нестабильностью финансовой системы США и Западной Европы, цены на нефть стабилизировались, особенно на марки Brent и Urals, в то время как цена на WTI под влиянием роста добычи сланцевой нефти снизилась как по сравнению с ценами на другие сорта, так и по сравнению с мировыми равновесными ценами. Важно отметить, что стабилизацией нефтяных цен мировой рынок во многом обязан сочетанию двух факторов:

1) раскрытие информации по реальным затратам на добычу в ключевых странах и регионах на ключевых проектах, в частности кривую предложения нефти стало регулярно публиковать МЭА, динамику затрат отображает CERA своими индексами UCCI и UOCI, крупнейший инвестиционный банк Goldman Sachs ежегодно начал публиковать информацию по ценам безубыточности ключевых новых нефтяных проектов. Весь этот информационный поток позволил финансовым инвесторам точнее ориентироваться при определении цен, необходимых для бесперебойного снабжения нефтью реального сектора экономики;

¹⁹ Равновесные цены – это цены, при которых добыча на традиционных и нетрадиционных месторождениях и коммерчески эффективные предложения нефтезамещения будут удовлетворять спрос на жидкие виды топлива по годам прогнозного периода (фактически – это динамика точек пересечения кривых спроса и предложения жидких видов топлива).

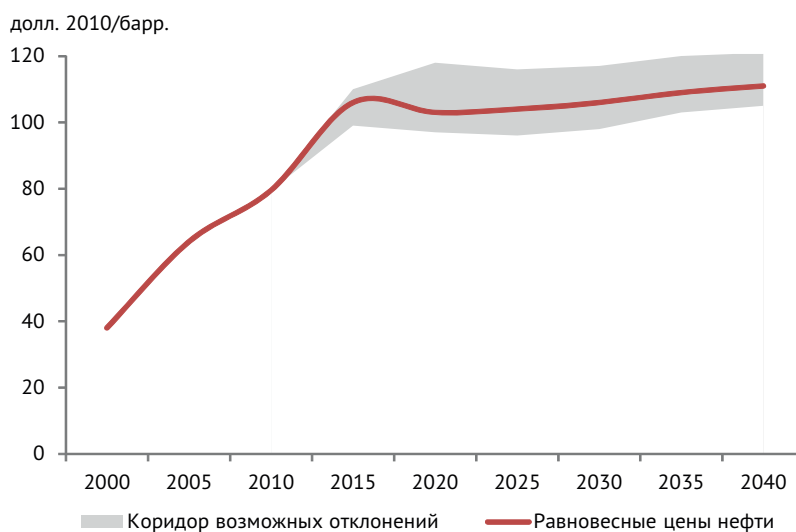
2) ограничение числа фьючерсных позиций, которые могут быть открыты на фьючерсном американском рынке, что позволило существенно снизить влияние на цены нефти различных факторов спекулятивного характера.

Стабилизация финансовых рынков привела к тому, что даже Арабская весна 2011 года и серьезное сокращение добычи в Ливии не позволили биржевой панике раскрутить цены нефти как в 2008 году (максимальное значение цен за весь период составило 123 долл./барр. нефти марки Brent), причем продержался такой ценовой взлет крайне недолгий период времени. В перспективе в современной достаточно устойчивой финансовой системе есть все основания предполагать, что цены нефти на мировом рынке будут колебаться в относительно нешироком коридоре вокруг рассчитанной в Прогнозе-2014 равновесной цены.

Как и в Прогнозе-2013, в данном исследовании прогнозируются не рыночные цены нефти, на которые одновременно влияет множество краткосрочных факторов, а равновесные цены, определяемые балансом спроса и предложения на рынке нефти. Анализ показывает: большая часть нефти (более 4 млрд т) может быть добыта уже при ценах ниже 90 долл./барр. Это и значительная часть традиционных нефтей, и газового конденсата, и нефти сланцевых плеев США, и битуминозные песчаники Канады. Однако объем в 4 млрд т явно недостаточен для покрытия растущего перспективного спроса на нефть, что вынуждает переходить на более труднодоступные и дорогие залежи, в частности, на сверхглубоководные офшорные месторождения и высоковязкие нефти. Увеличение цен нефти с 90 до 105 долл./барр.²⁰ позволяет нарастить добычу к 2040 году еще на 700 млн т, однако все еще не позволяет масштабнo войти на рынок биотопливом и новым проектам по добыче нефти, в первую очередь на удаленных от берега морских офшорах и в условиях экстремально низких температур. Ввод этих производственных мощностей с учетом их высокой стоимости и обеспечивает выход цен на нефть на уровень 110 долл./барр. к 2040 году.

Равновесные цены, как ожидается в Базовом сценарии, будут снижаться вплоть до 2020 года под влиянием роста добычи относительно недорогого сланцевого сырья до отметки в 103 долл./барр., после чего начнут восстанавливаться по мере удорожания добычи на сланцевых проектах и других месторождениях и достигнут к концу прогнозного периода уровня в 111 долл./барр. (Рисунок 1.42).

Рисунок 1.42 – Прогнозные равновесные цены нефти, Базовый сценарий

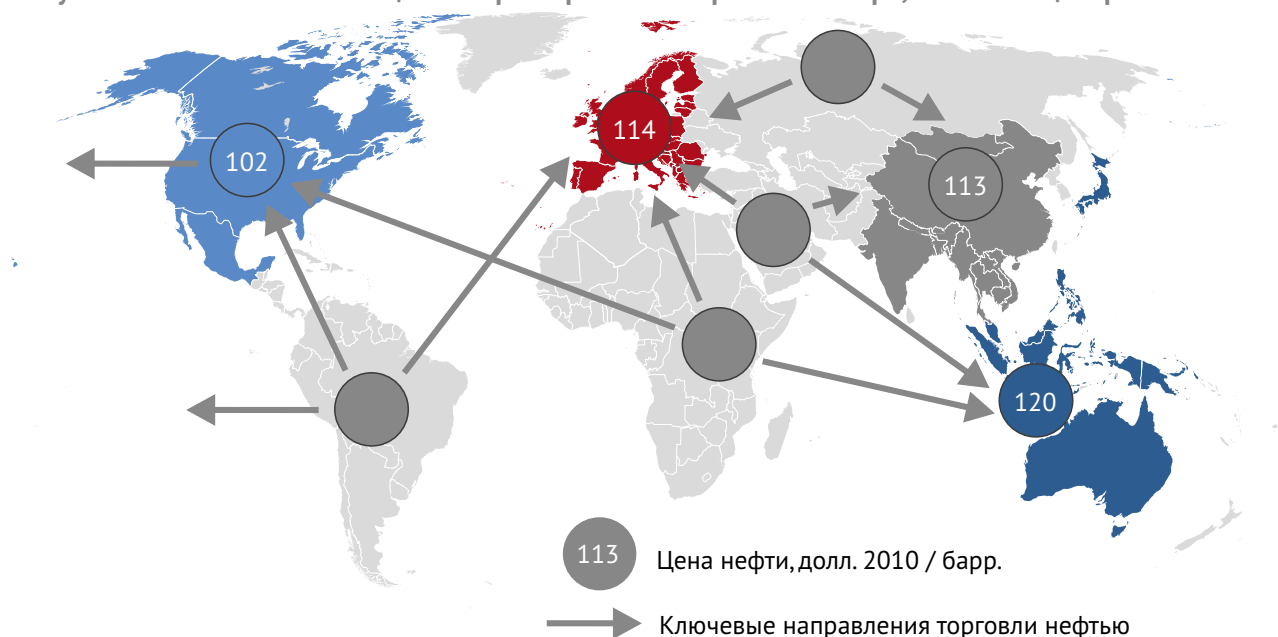


Источник: ИНЭИ РАН

²⁰ В долгосрочной перспективе для удовлетворения прогнозного спроса необходимо вовлечение дорогостоящих месторождений нефти, а также биотоплива, что обеспечивает в период до 2040 года выход цен на нефть на уровень 110 долл./барр.

Начинающаяся регионализация рынков, обусловленная структурой мировой торговли, ростом добычи нефти в США и «самообеспеченностью» нефтяным сырьем Северной Америки, в перспективе может привести и к значительной регионализации цен на нефть, что объясняет достаточно широкие границы коридора возможных отклонений цен на нефть от равновесных значений. Но при этом важно понимать, что, несмотря на весьма значительные возможные колебания цен на нефть вокруг «среднемирового» уровня, современная контрактная структура рынка нефти и наличие тесной финансовой взаимосвязи между существующими мировыми биржами не позволят ценам на нефть в различных регионах мира различаться в несколько раз, по аналогии с газовыми ценами (Рисунок 1.43).

Рисунок 1.43 – Равновесные цены нефти в различных регионах мира, Базовый сценарий



Источник: ИНЭИ РАН

Начинающаяся регионализация мирового рынка сырой нефти может привести к существенным отклонениям нефтяных цен друг от друга в разных регионах мира, причем наиболее высокие цены установятся на территории развитых стран Азии

Наиболее низкие цены будут формироваться на рынке Северной Америки под влиянием перенасыщения этого регионального рынка объемами доступного предложения сланцевой нефти, причем по мере отказа Северной Америки от импорта, цены на нефть будут переходить на все более низкие отметки, фактически определяя нижнюю границу стоимости мировых маркерных сортов. Важно отметить, что уже на ретроспективном отрезке можно наблюдать снижение цен на нефть на рынке Северной Америки по сравнению, например, с рынком Европы – так, дифференциал между ценами на нефть WTI и Brent в 2012 – 2013 годах составлял свыше 10 долл./барр.

Цены на всех прочих потребительских рынках по Базовому сценарию будут превышать равновесную мировую цену. Так, в Европе, где замыкающими поставщиками станут Норвегия, Россия и Казахстан (суммарные объемы поставок из этих трех стран к 2040 году оцениваются в 240 млн т, или в 48% от суммарного импорта нефти в Европу), цены нефти будут определяться затратами, необходимыми для обеспечения бесперебойной добычи в этих странах, и составят не менее 114 долл./барр. Единственный способ для Европы получить более дешевую нефть – переключиться на ближневосточные и североафриканские поставки, что

будет сделать достаточно сложно как с точки зрения энергетической безопасности, так и из-за того, что конкурировать за эту нефть Европе придется с премиальными азиатскими рынками.

Цена на азиатском рынке вряд ли будет однородной. В Азии формируется два крупных потребительских центра ценообразования – уже существующий Сингапур, который, вероятнее всего, останется ключевой торговой площадкой для стран островной Азии и Австралии, и Китай, который имеет все предпосылки стать крупнейшим центром ценообразования для материковой части Азии. Рынок материковой части Азии будет насыщаться сырой нефтью по более низким ценам, чем рынок Европы, что объясняется переориентацией экспортных потоков стран СНГ по направлению с Запада на Восток, а также значительной емкостью крупнейших рынков региона: индийского и китайского, которые смогут обеспечить достойную прибыль для бюджетов стран Ближнего Востока и Африки не только за счет относительно высоких цен, но и за счет колоссальных объемов поставок. Нельзя забывать и о том, что крупнейшие китайские компании уже давно и активно проводят экспансию на зарубежные рынки, что в перспективе позволит Китаю насытить рынок собственной нефтью, добытой китайскими компаниями за пределами страны по ценам ниже тех, которые могли бы сформироваться в регионе под воздействием исключительно рыночных факторов.

Наибольшая премия к среднемировым ценам сформируется на рынке островной Азии, относительно небольшом, по сравнению с рынком Европы или материковой Азии, и при этом самом удаленном от ключевых центров нефтедобычи. Фактически именно эти страны окажутся в положении «замыкающего потребителя», вынужденного добирать с мирового рынка нефти остатки по любым доступным ценам.

Позиции игроков

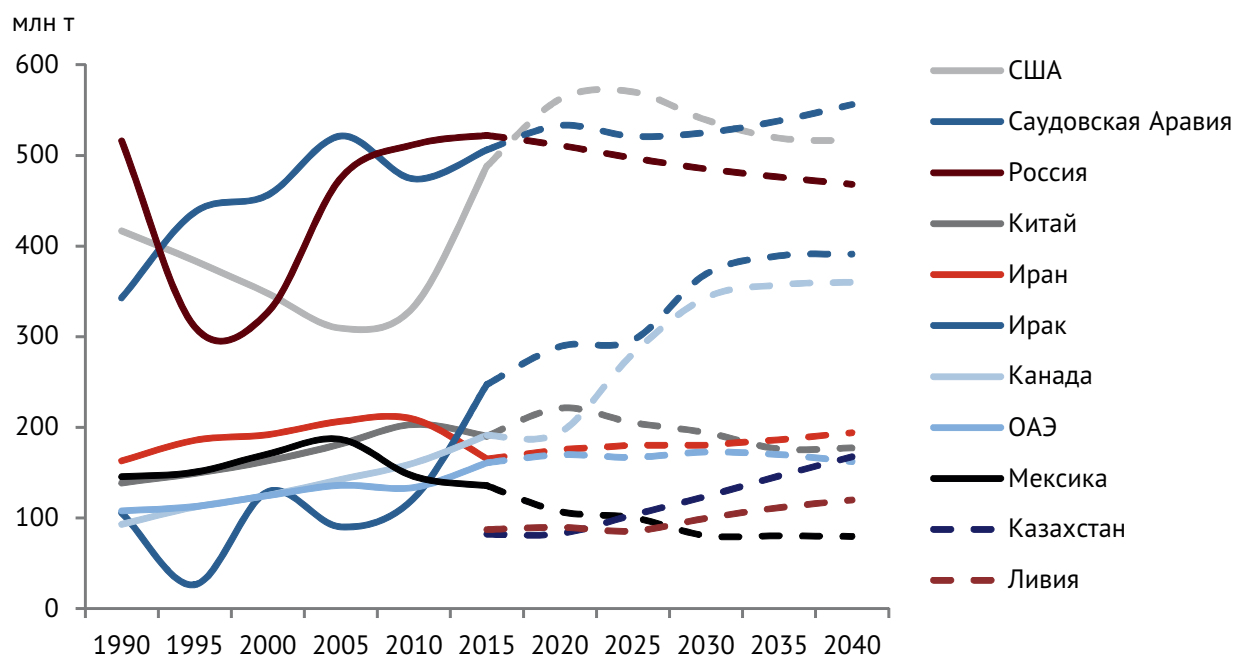
С точки зрения позиций ключевых игроков, на нефтяном рынке до 2040 года не ожидается существенного изменения сложившегося статус-кво. Главные роли сохраняют за собой: на стороне предложения – Саудовская Аравия, Россия и США, на стороне спроса – США и Китай

В период с 1990 по 2010 год крупнейших производителей нефти можно было разделить на две группы:

- *суперпроизводители*, куда входили три страны – Россия, Саудовская Аравия и США (Рисунок 1.44); их уровни добычи в ретроспективе колебались в диапазоне 310 – 520 млн т;
- *крупные производители*, к которым относятся Китай, Иран, Ирак, Канада, ОАЭ и Мексика; в ретроспективе ни одна из этих стран никогда не добывала более 210 млн т.

В прогнозном периоде до 2040 года в группе суперпроизводителей существенных изменений не происходит, их состав не меняется, а объем добычи находится в диапазоне 450 – 550 млн т.

Рисунок 1.44 – Крупнейшие нефтедобывающие страны мира, Базовый сценарий



Источник: ИНЭИ РАН

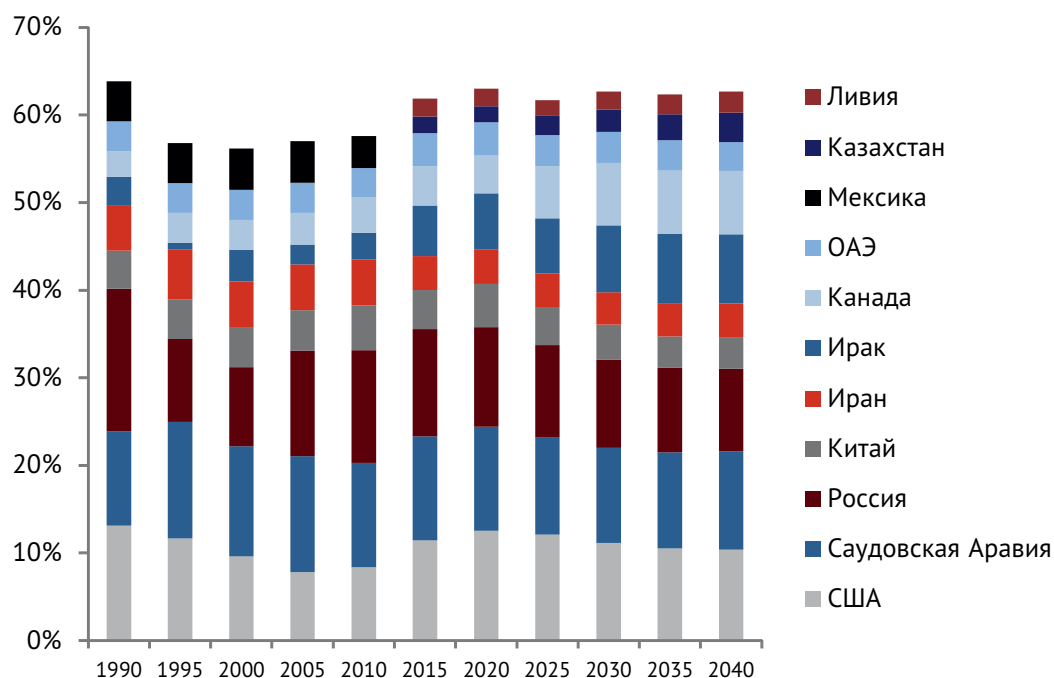
Группа крупных производителей к 2040 году претерпевает значительные изменения. Во-первых, выделяется промежуточная группа, состоящая из двух стран – Канада и Ирак – с уровнями добычи к 2040 году в 360 и 390 млн т соответственно, которая стремится к суперпроизводителям. Во-вторых, остается самая многочисленная группа крупных производителей с уровнями добычи 100 – 200 млн т к концу прогнозного периода в Базовом сценарии теряет Мексику, но при этом в нее входят Ливия и Казахстан с уровнями добычи 120 и 165 млн т соответственно.

За последние 20 лет доля крупнейших нефтедобывающих стран не опускалась ниже 55% от мировой добычи нефти. Максимальной она была в 1990 году – 64% (Рисунок 1.45), а индекс концентрации Херфиндаля-Хиршмана составлял 650, что говорит о низкоконцентрированном рынке. В прогнозируемом периоде их доля будет стабильной и к 2040 году составит 63% при снижении индекса концентрации Херфиндаля-Хиршмана до 530.

Что касается спроса, то начиная с 2005 года четко выделились:

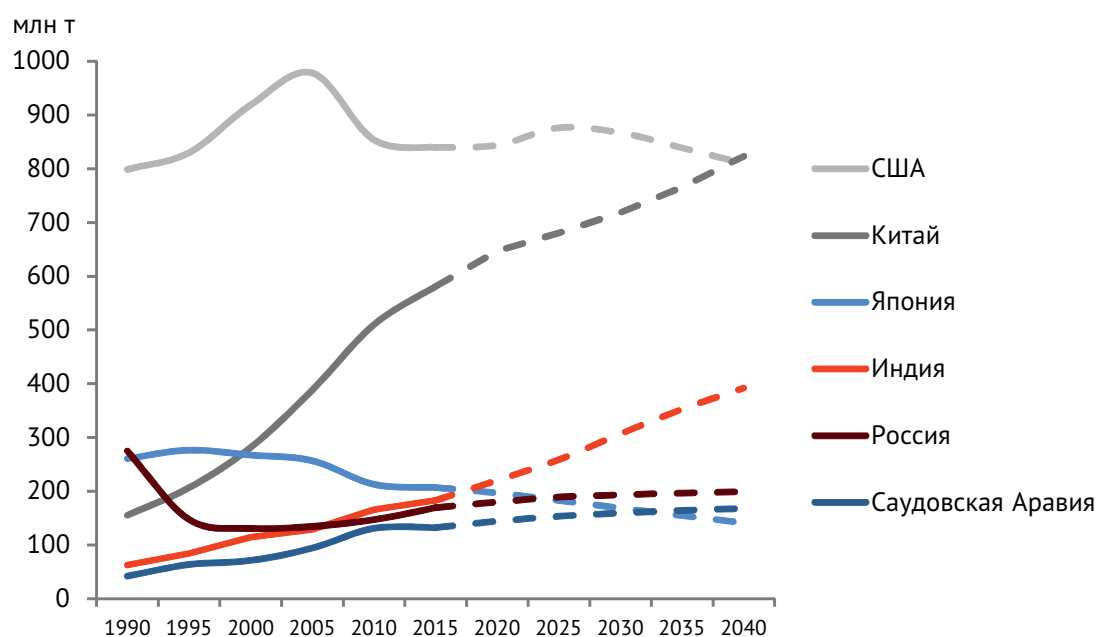
- *суперпотребители* – США и Китай. Эти позиции они в Базовом сценарии сохраняют до конца прогнозного периода, при этом Китай сравняется по уровню потребления с США (Рисунок 1.46);
- *крупные потребители* – Индия, Япония, Россия и Саудовская Аравия. В этих странах спрос значительно ниже, чем у суперпотребителей. Так, у самого значительного представителя этой группы – Индии – спрос к 2040 году будет в 2 раза меньше, чем у Китая или США.

Рисунок 1.45 – Доля крупнейших нефтедобывающих стран в мировой добыче, Базовый сценарий



Источник: ИНЭИ РАН

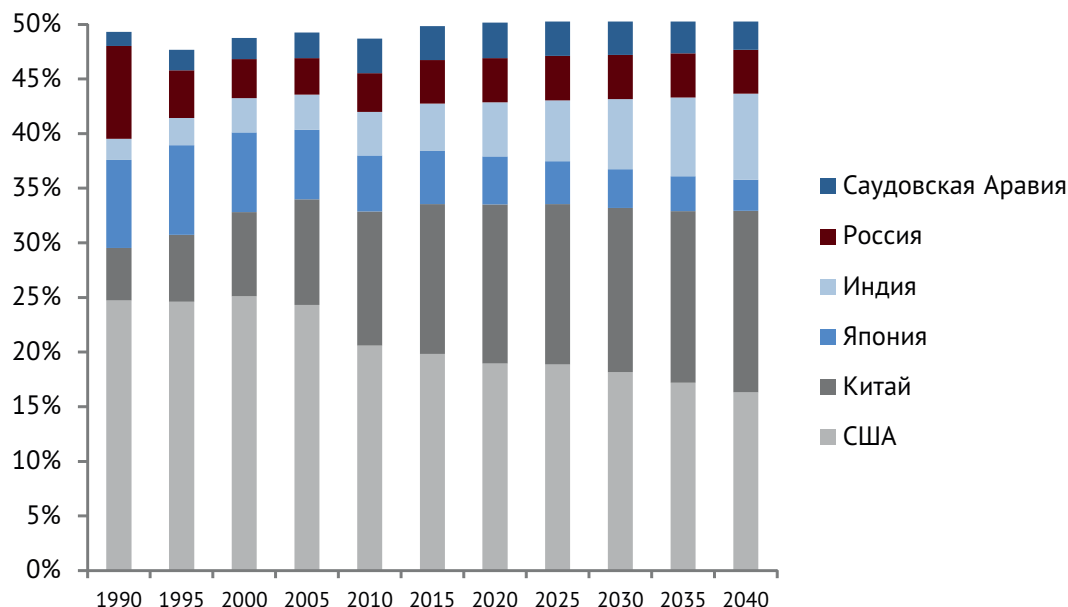
Рисунок 1.46 – Крупнейшие нефтяные потребители мира, Базовый сценарий



Источник: ИНЭИ РАН

Доля шести крупнейших потребителей нефти в мировом спросе также достаточно стабильна (Рисунок 1.47) и находится в диапазоне от 49 до 51%.

Рисунок 1.47 – Доля крупнейших стран-потребителей нефти в мировом спросе, Базовый сценарий



Источник: ИНЭИ РАН

Фактически, с точки зрения наиболее значимых игроков на рынке нефти, до 2040 года не ожидается революционных изменений, что говорит о стабильности и зрелости нефтяного рынка и о его значительной системной устойчивости.

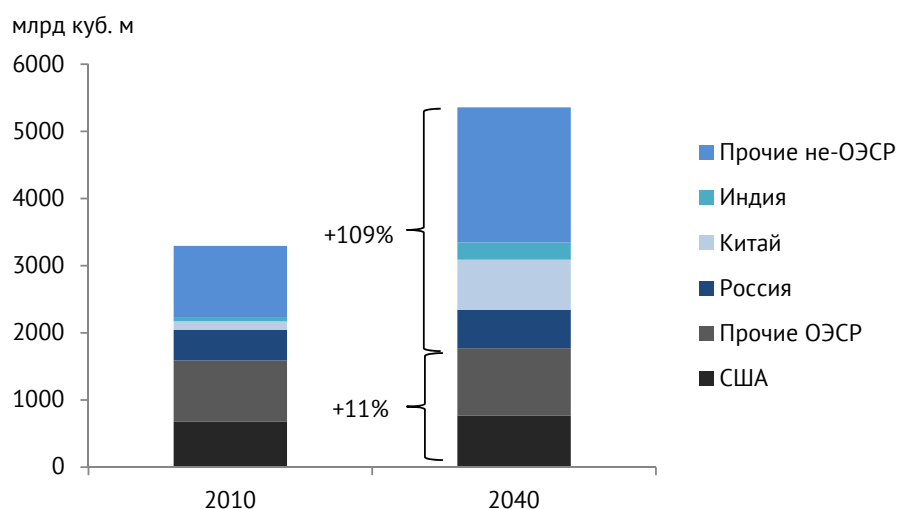
Рынок газового топлива

Спрос

В период 1980-2010 годов газ активно завоевывал рыночную нишу, и спрос на него рос в среднем на 2,7% в год. Прогноз дальнейшей динамики спроса на газ выполнен путем взаимного согласования показателей газоемкости ВВП отдельных экономик и первичного энергопотребления с последующей оптимизацией через взаимное замещение конкурирующих видов топлива в электроэнергетике и соответствующей корректировкой страновых прогнозов. Полученный таким образом прогноз на следующие 30 лет дает заметно более медленные темпы роста – в среднем на 1,6% в год, что, тем не менее, позволяет газу считаться наиболее быстрорастущим из ископаемых видов топлива.

К 2040 году в Базовом сценарии мировой спрос на газ вырастет более чем на 60% по сравнению с 2010 годом и достигнет 5340 млрд куб. м (Рисунок 1.48). Это практически совпадает с прошлогодним прогнозом – более высокий ВВП компенсируется ограничениями на стороне предложения и более высокими ценами, что в свою очередь сдерживает рост потребления. Мы по-прежнему утверждаем, что ближайшая четверть века будет «эрой газа», однако не для всех регионов мира.

Рисунок 1.48 – Спрос на газ по регионам и крупнейшим странам мира в 2010 и 2040 годах, Базовый сценарий



Источник: ИНЭИ РАН

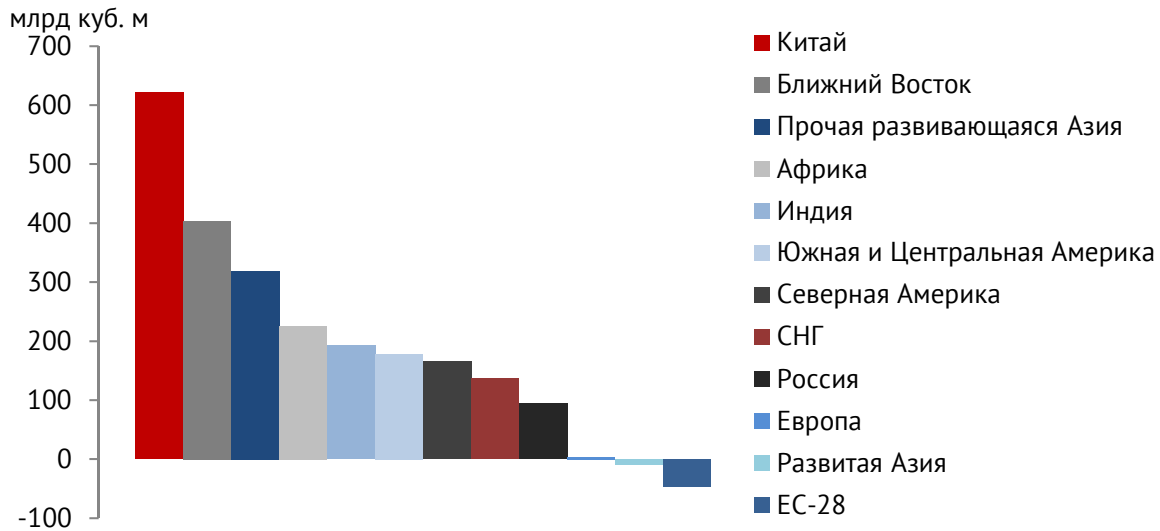
Спрос на газ будет кратно расти в развивающихся странах, в Северной Америке прогнозируется умеренный рост спроса, а в Европе и ряде стран СНГ – его целенаправленное снижение. Драйвером мирового спроса станет Китай, который шестикратно увеличит свое газопотребление за период до 2040 года

Прирост потребления газа за период до 2040 года в основном обеспечивается развивающимися странами – их спрос за 30 лет вырастет на 90%. В ряде регионов рост спроса на газ носит взрывной характер – так, один Китай увеличит потребление «голубого топлива» на 620 млрд куб. м (Рисунок 1.49) – это больше, чем сейчас потребляют такие крупнейшие газовые рынки как Европа или Россия. Впечатляющий рост показывают и прочие развивающиеся страны Азии, а также Ближний Восток, где спрос на газ удвоится к 2040 году и Африка, где он утроится.

Развитые страны демонстрируют куда более сдержанный рост, причем в Европе и особенно в развитых странах Азии происходит абсолютное сокращение объемов потребления. Особенно ярко это видно на примере Европейского Союза, который к 2040 году сокращает свое потребление газа почти на 50 млрд куб. м – как в силу вялого экономического роста на фоне активного энергосбережения, так и, в большей мере, в результате политики, направленной на продвижение альтернативных видов топлива. В Прогнозе-2014 предполагается, что ЕС будет использовать все инструменты государственной энергетической политики для снижения доли газа в своем энергобалансе. Не только регулирование, но и сама межтопливная конкуренция будут способствовать сокращению спроса в Европе – газовая генерация оказывается здесь непривлекательной в условиях высоких цен на газ, низких цен на энергетический уголь и CO₂, а также субсидирования ВИЭ.

Радикально отличается ситуация в Северной Америке, которая, ввиду наличия приемлемого по цене местного ресурса, напротив, увеличит потребление газа на 20% к 2040 году. Причем газ будет расширять свое присутствие не только в электроэнергетике, но и в транспортном секторе и в качестве сырья для газохимии и газопереработки.

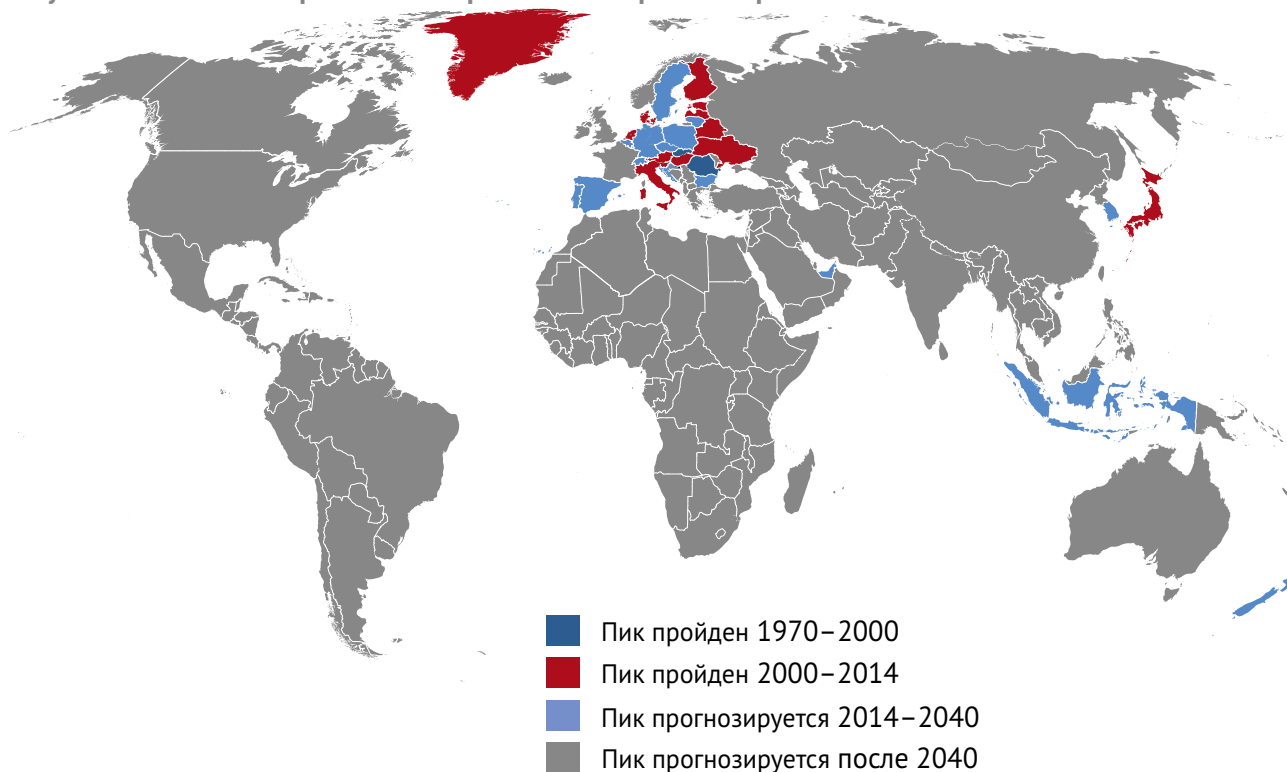
Рисунок 1.49 – Прирост спроса на газ в период с 2010 по 2040 год по регионам и крупнейшим странам мира, Базовый сценарий



Источник: ИНЭИ РАН

В отличие от рынка нефти, пик спроса на газ даже для крупнейших мировых экономик в обозримом будущем пока еще плохо различим, что дает все основания называть XXI век веком газа. Пика спроса на газ достигло пока небольшое количество стран, в основном – старые члены Евросоюза (Австрия, Бельгия, Франция, Германия, Италия, Великобритания, Нидерланды) и ряд стран СНГ: Украина, Белоруссия, Армения и Грузия (Рисунок 1.50).

Рисунок 1.50 – Пики спроса на газ в различных странах мира



Источник: ИНЭИ РАН

В прогнозном периоде, за счет внедряемых мер по энергосбережению, пика потребления газа достигнут многие развитые страны - США и Канада, большинство европейских стран. В странах АТР начнут к середине прогнозного периода снижать спрос на газ Южная Корея и Япония (в значительной степени динамика спроса здесь будет зависеть от решений в отношении дальнейшей судьбы атомной энергетики). Весь остальной мир будет наращивать потребление газа.

Основной прирост потребления будет происходить в развивающихся странах Азии (Рисунок 1.51), доля которых в мировом газопотреблении вырастет с 7 до 25% за рассматриваемый период, при этом Китай с его шестикратным ростом спроса, без преувеличения, станет основным драйвером мирового газового рынка, обеспечивая к 2040 году 14% мирового спроса и занимая второе место после США по емкости газового рынка. Индия и Бразилия увеличат свое газопотребление в 4 раза, Африка – в 3 раза, Ближний Восток – в 2 раза.

Высокие темпы роста прогнозируются в Юго-Восточной Азии. Растущая потребность в газе здесь в первую очередь идет со стороны электроэнергетики. Борьба с ростом выбросов CO₂, которая становится все более актуальной в этом «угольном» регионе – основной стимул для расширения использования газа. Однако существует опасность, что страны развивающейся Азии могут повторить опыт Европы. Важнейший вопрос для стран, которые не располагают собственными запасами газа и вынуждены будут импортировать его возрастающие объемы – насколько этот импортный газ будет конкурентоспособен в генерации. Дальнейшее удорожание экспортных проектов, нацеленных на АТР, может подорвать привлекательность газа и привести к частичной потере спроса в этом регионе.

Таблица 1.12 – Потребление газа по регионам и крупнейшим странам мира, Базовый сценарий, млрд куб. м

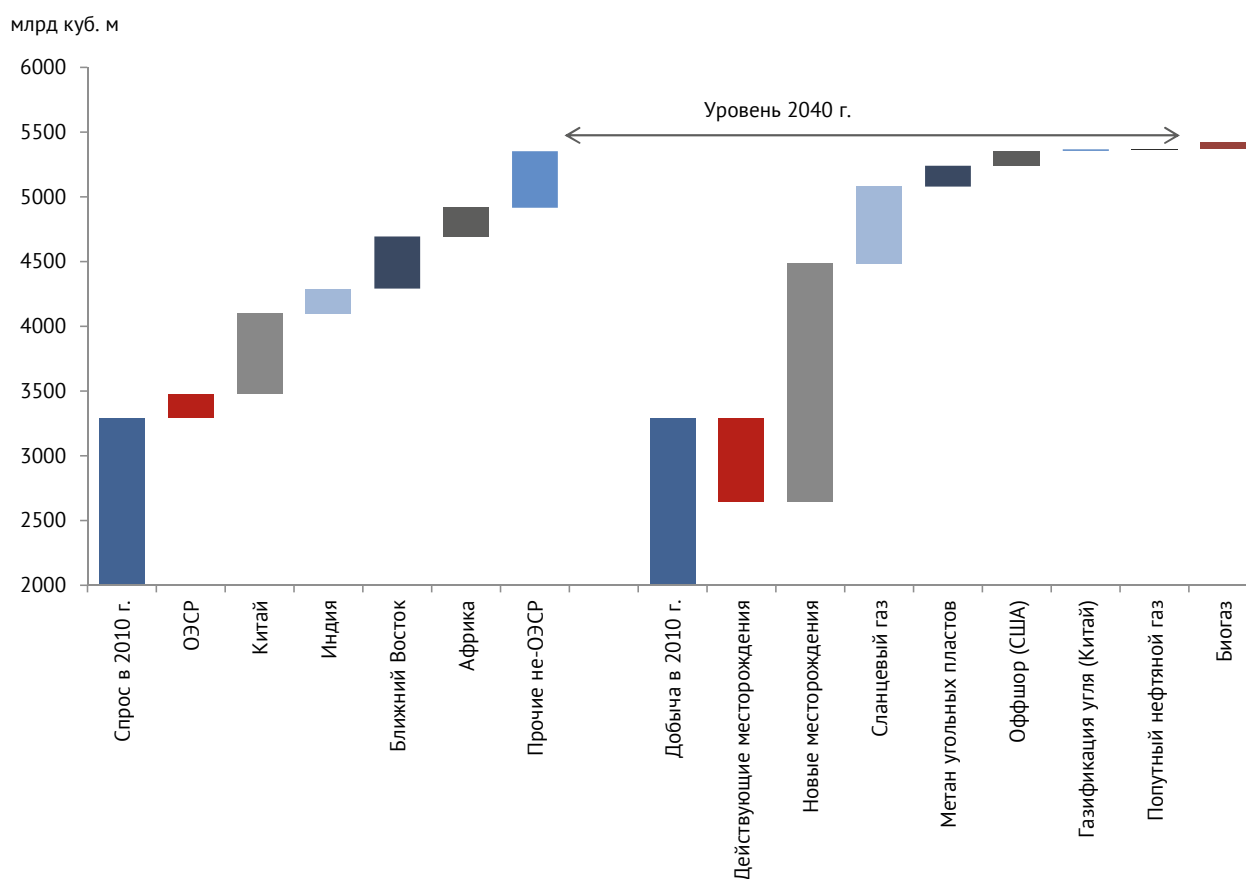
	Потребление газа, млрд куб. м							Темпы роста, %		
	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2010-2020	2010-2030	2010-2040
Северная Америка	833	914	966	942	960	1000	998	1,5%	0,7%	0,6%
США	675	738	772	731	738	769	762	1,4%	0,4%	0,4%
Европа	594	560	579	602	596	605	598	-0,2%	0,0%	0,0%
ЕС-28	543	498	507	529	513	508	496	-0,7%	-0,3%	-0,3%
Развитая Азия	178	199	176	180	183	177	169	-0,1%	0,1%	-0,2%
Япония	99	123	91	87	83	80	69	-0,9%	-0,9%	-1,2%
СНГ	657	659	706	732	757	780	812	0,7%	0,7%	0,7%
Россия	459	469	506	528	546	557	572	1,0%	0,9%	0,7%
Развивающаяся Азия	390	570	705	869	1023	1185	1330	6,1%	4,9%	4,2%
Китай	125	271	365	486	587	676	746	11,3%	8,0%	6,1%
Индия	62	93	122	146	169	205	255	7,0%	5,1%	4,8%
Южная и Центральная Америка	154	169	188	223	257	292	332	2,0%	2,6%	2,6%
Бразилия	28	33	34	53	72	91	113	2,1%	4,9%	4,8%
Ближний Восток	385	465	531	591	657	721	788	3,3%	2,7%	2,4%
Африка	105	125	158	197	237	281	331	4,2%	4,2%	3,9%
Мир	3295	3661	4010	4335	4670	5040	5358	2,0%	1,8%	1,6%

Источник: ИНЭИ РАН

Предложение

В отличие от нефтяного рынка, где основную роль в покрытии дополнительного спроса будут играть нетрадиционная нефть, газовая отрасль выглядит более традиционнее. В Базовом сценарии прирост мирового спроса на газ будет в основном обеспечиваться разработкой новых месторождений традиционного газа (Рисунок 1.51).

Рисунок 1.51 – Баланс спроса и предложения на газ в 2040 году, Базовый сценарий



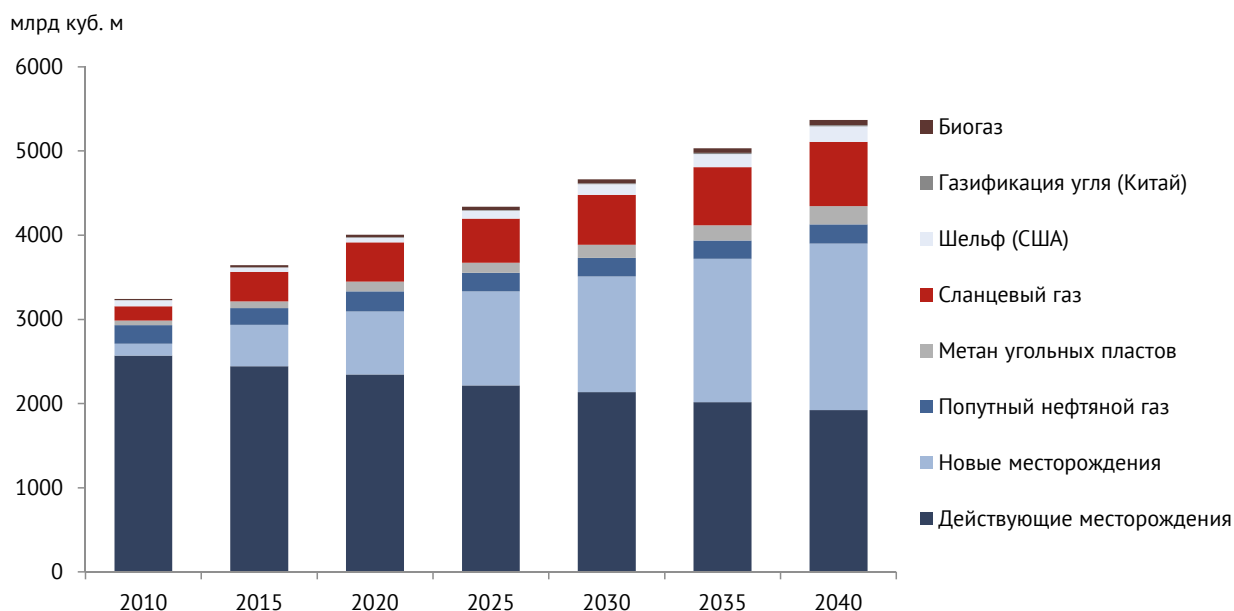
Источник: ИНЭИ РАН

К 2040 году около 80% предложения газа будут обеспечивать месторождения традиционного газа (по сравнению с 93% в 2010 году - Рисунок 1.52). При этом на всем протяжении рассматриваемого периода опережающими темпами будет расширяться предложение нетрадиционного газа, на который к 2040 году будет приходиться уже почти 20% мирового производства (14% – сланцевый газ, 4% – метан угольных пластов и 1% – биогаз).

В мировой добыче сланцевого газа будет по-прежнему доминировать Северная Америка – США, которые к 2025 году уже практически стабилизируют добычу, а также Канада с Мексикой, которые будут заметно увеличивать свои объемы сланцевой газодобычи уже после 2025 года (Рисунок 1.53). После 2025 года прогнозируется также существенный рост добычи сланцевого газа в азиатском регионе (в первую очередь – в Китае, где к этому времени должны быть решены технологические вопросы, на который к концу рассматриваемого периода будет приходиться до 17% мировой сланцевой газодобычи). В остальных странах - в

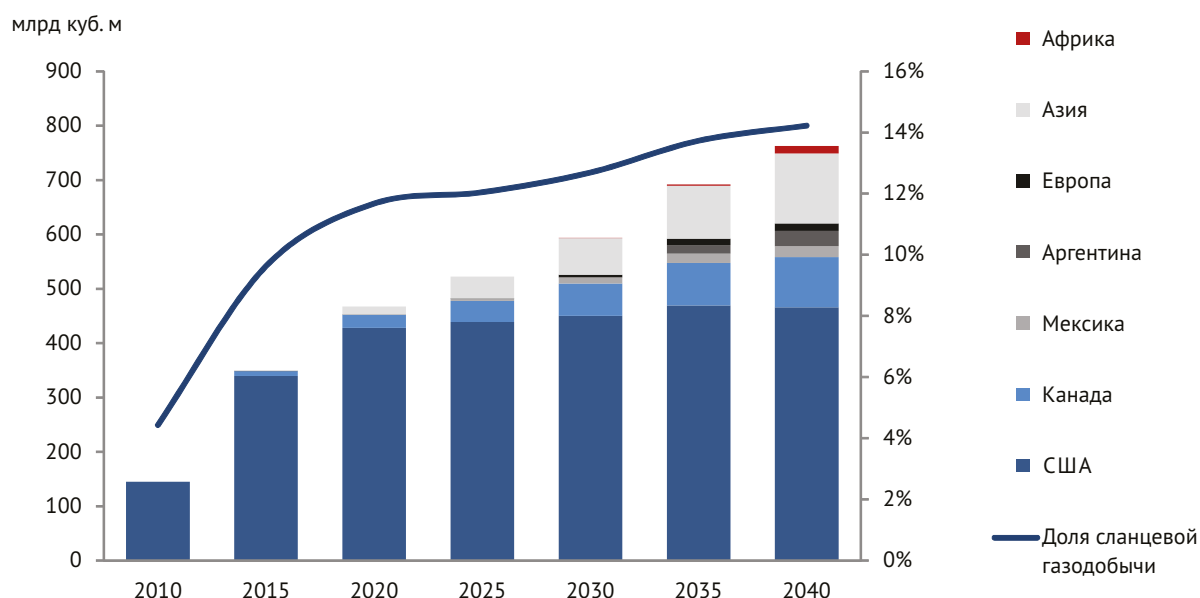
Аргентине, Индии, ЮАР и странах Европы - добыча сланцевого газа и к 2040 году не превысит 7% от общемировой в силу как геологических и экономических, так и регуляторных ограничений.

Рисунок 1.52 – Производство газа по видам, Базовый сценарий



Источник: ИНЭИ РАН

Рисунок 1.53 – Добыча сланцевого газа по регионам и крупнейшим странам мира, Базовый сценарий

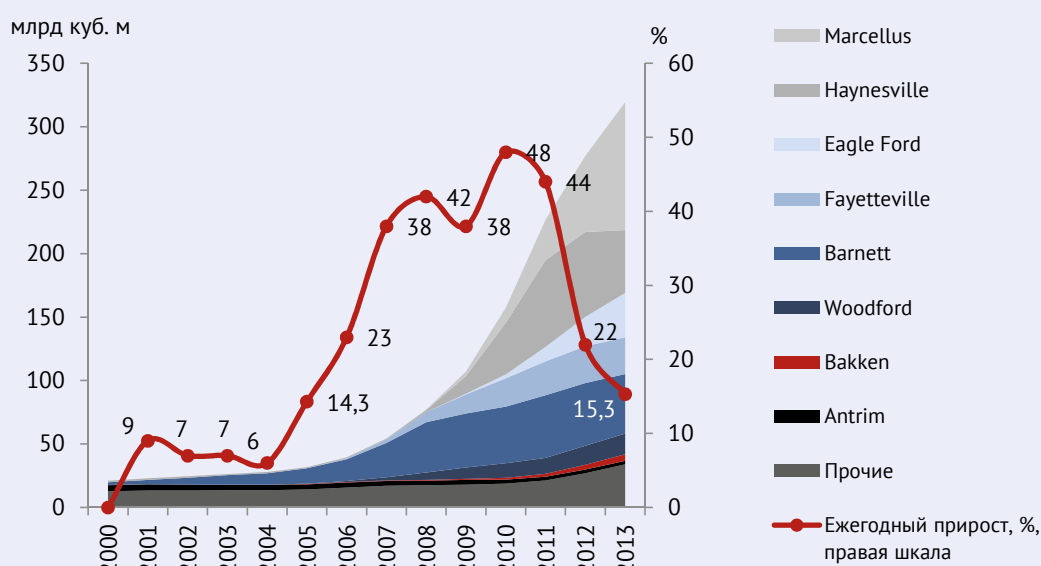


Источник: ИНЭИ РАН

Добыча сланцевого газа в Северной Америке: противоречивые тенденции

Особые дискуссии вызывает дальнейшая динамика добычи сланцевого газа в США. Добыча традиционного газа здесь достигла пика еще в 2000 году, и весь прирост добычи, наблюдавшийся в последние годы, полностью обеспечивается нетрадиционным газом. Однако «сланцевая революция», ставшая ключевым событием последнего десятилетия в газовой отрасли и вызвавшая столько обсуждений и изменений в конъюнктуре мировых рынков, сейчас демонстрирует противоречивую динамику. Общий объем добычи сланцевого газа в 2013 году вырос до рекордных 320 млрд куб. м, однако темпы этого прироста существенно замедляются последние три года (Рисунок 1.54). Из крупных плеев, Barnett после двухлетнего максимума добычи в 2013 году сократил ее на 5%, а плей Haynesville после пика добычи в 2011 году на уровне 68 млрд куб. м, по итогам 2013 года показал падение на 28%. Два других плей - Woodford и Fayetteville - практически стагнируют. В итоге основной прирост в добыче сланцевого газа в США обеспечивают два самых новых плей - Eagle Ford и, главным образом, Marcellus.

Рисунок 1.54 – Добыча сланцевого газа по основным плейм США, млрд куб. м и динамика ежегодного прироста, %



Источник: ИНЭИ РАН

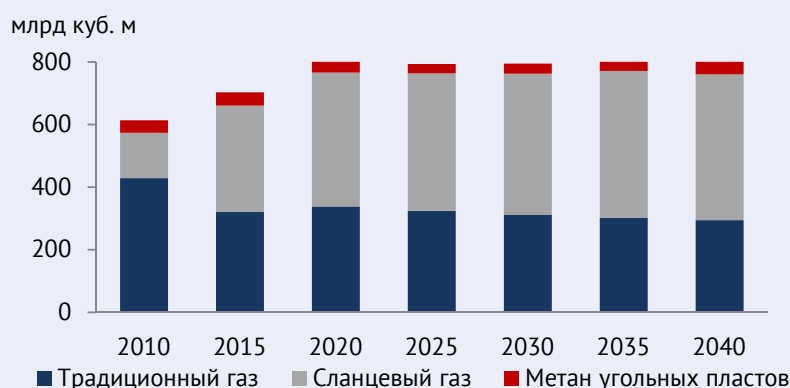
Возможны три объяснения такой динамики:

- 1) у сланцевых месторождений короткий жизненный цикл, продуктивность новых скважин резко падает в первый год и почти до нуля в течение трех лет, а для поддержания добычи требуется постоянное новое бурение;
- 2) компании могут сознательно сдерживать добычу в условиях переполненного внутреннего рынка и низких цен, и дебиты вновь вырастут к началу экспорта;
- 3) экономика добычи сланцевого газа при текущих низких ценах такова, что операторы переносят свое внимание в сектор жидких углеводородов, сокращая бурение новых скважин на сухой газ.

Развитие событий уже в два-три ближайших года покажет, какое из объяснений верно, хотя, видимо, отчасти верны все три. В любом случае, этот сегмент газового бизнеса видимо будет подвержен сильным колебаниям - отмечается все больше тревожных признаков, прежде всего в финансовом секторе компаний, занятых добычей сланцевого газа. Так, целый ряд компаний (Chesapeake, Devon, BP, BHP, Encana) за последние годы списали не оправдавших надежды активов на 35 млрд долл. Исследование EIA DOE по результатам 2012 года показывает отрицательную динамику доходности капитала для компаний, работающих преимущественно с газом. Отчетность многих компаний, имеющих нефтяные и газовые сланцевые активы, демонстрирует отрицательную динамику по денежному потоку в расчете на одну акцию.

Однако, невзирая на волатильность цен и объемов добычи, в Базовом сценарии США будут наращивать добычу сланцевого газа, пока не достигнут плато в 440-470 млрд куб. м в год к 2025-2030 годам (Рисунок 1.55) – при этом стабилизируется (а к концу периода начнет слегка снижаться) и суммарная добыча. В результате США, которые несколько лет назад вышли на первое место в мире по добыче газа, не смогут сохранить эту позицию до конца прогнозного периода – к 2035 году лидерство вновь обретет Россия.

Рисунок 1.55 – Прогноз добычи газа в США, Базовый сценарий

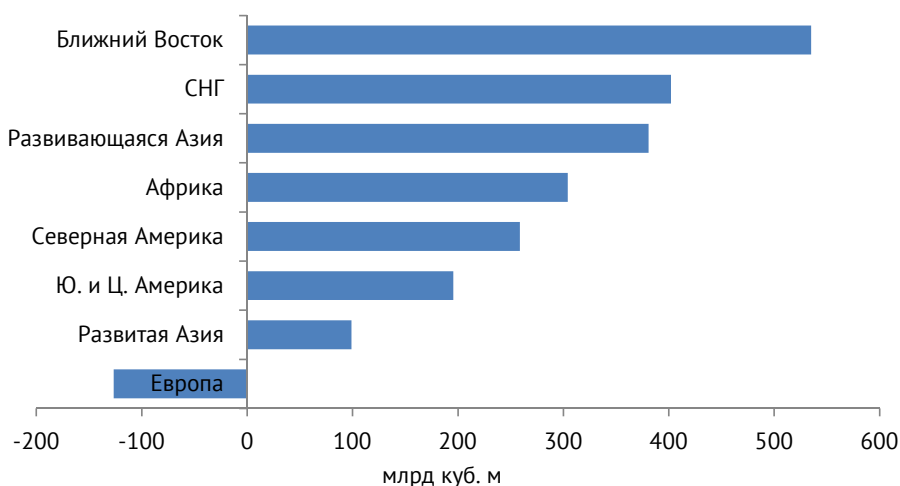


Источник: ИНЭИ РАН

В Базовом сценарии востребованы практически все доступные запасы газа (за исключением наиболее дорогостоящих видов нетрадиционной и офшорной добычи). Самый значительный прирост предложения будет обеспечен Китаем, США, Россией, Ираном, Австралией, Саудовский Аравией и Туркменистаном

В Базовом сценарии востребованы практически все доступные запасы газа (за исключением наиболее дорогостоящих видов нетрадиционной и офшорной добычи). В результате все регионы мира (за исключением Европы) заметно наращивают его производство (Рисунок 1.56). Северная Америка за счет сланцевого газа продемонстрирует заметный прирост добычи, однако он не идет в сравнение с тем расширением производства, которое прогнозируется на Ближнем Востоке – более половины триллиона кубометров. И здесь важнейшую роль сыграет Иран – даже в Базовом сценарии предполагается снятие санкций и масштабный приход иностранных инвестиций в нефтегазовый сектор страны, в результате объемы добычи Ирана вырастут к 2040 году на 85%. Увеличат добычу также Катар (+73%), а Саудовская Аравия более чем удвоит объемы производимого газа.

Рисунок 1.56 – Прирост добычи газа по регионам мира за период с 2010 по 2040 год, Базовый сценарий



Источник: ИНЭИ РАН

Почти на 50% вырастет добыча в регионе, традиционно лидировавшем в производстве газа – в СНГ (основной прирост прогнозируется в России, а также в Казахстане и в Туркменистане, который удвоит свою добычу). Африканский регион более чем вдвое увеличит производство за счет разработки новых запасов Восточной Африки (Мозамбик, Танзания), а также Центральной и Северной Африки.

Австралия также в два с лишним раза увеличит свое предложение, став одним из крупнейших поставщиков газа на мировые рынки. Однако большая часть новых месторождений – это офшор, либо нетрадиционный газ (в частности – метан угольных пластов) с высокими затратами.

В Южной и Центральной Америке большим потенциалом добычи располагают Бразилия, которая многократно увеличит объемы добычи, а также Аргентина, которая увеличит добычу на 50%.

В Европе производство газа продолжит снижение – к 2040 году регион потеряет 40% своей добычи. При этом геологические проблемы и быстрое падение добычи на крупнейшем месторождении в Нидерландах лишат Европу основной части гибкого предложения. Только Норвегия сможет поддерживать текущий уровень добычи на весь рассматриваемый период за счет разработки новых офшорных месторождений, однако заметно увеличить ее она не в состоянии. Новые открытия в Восточном Средиземноморье могут решить проблему газоснабжения прибрежных стран, однако тоже не в состоянии компенсировать падение добычи по Европе в целом.

Таблица 1.13 – Добыча газа по регионам и крупнейшим странам мира, Базовый сценарий

	Добыча газа, млрд куб. м*							Темпы роста, %		
	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2010-2020	2010-2030	2010-2040
Северная Америка	814	909	1015	1010	1039	1076	1073	2,2%	1,2%	0,9%
США	604	703	803	794	795	808	802	2,9%	1,4%	0,9%
Европа	315	265	219	198	185	192	188	-3,6%	-2,6%	-1,7%
Развитая Азия	58	87	118	121	123	134	157	7,4%	3,8%	3,4%
Австралия	49	80	111	114	118	129	153	8,5%	4,5%	3,9%
СНГ	820	902	962	1043	1133	1180	1222	1,6%	1,6%	1,3%
Россия	649	683	713	736	772	812	844	0,9%	0,9%	0,9%
Развивающаяся Азия	420	480	541	589	684	751	801	2,6%	2,5%	2,2%
Китай	95	143	195	248	312	356	400	7,4%	6,1%	4,9%
Индия	51	42	54	66	79	83	94	0,5%	2,2%	2,0%
Южная и Центральная Америка	165	171	199	230	270	323	360	1,9%	2,5%	2,6%
Бразилия	15	10	27	47	69	86	104	6,4%	8,0%	6,7%
Ближний Восток	474	586	668	771	822	903	1009	3,5%	2,8%	2,6%
Ирак	5	14	31	68	82	92	100	19,7%	14,8%	10,4%
Иран	143	169	183	192	205	246	311	2,5%	1,8%	2,6%
Катар	121	163	192	206	205	210	210	4,8%	2,7%	1,9%
Саудовская Аравия	81	97	115	135	153	172	193	3,5%	3,2%	2,9%
Африка	209	234	270	350	390	451	513	2,6%	3,2%	3,0%
Северная Африка	161	167	186	210	229	238	251	1,4%	1,8%	1,5%
Центральная и Южная Африка	47	67	84	140	161	214	262	5,9%	6,3%	5,9%
Мир	3274	3633	3991	4311	4644	5010	5323	2,00%	1,80%	1,60%

* - Расчет произведен с учетом использования хранилищ газа

Источник: ИНЭИ РАН

Международная торговля

В Базовом сценарии межрегиональная торговля природным газом будет претерпевать серьезные изменения. Прежде всего – уже отмечавшийся в Прогнозе-2013 тренд на превращение Северной Америки из нетто-импортера газа в его нетто-экспортера, который к концу рассматриваемого периода сможет поставлять на глобальный рынок СПГ около 70 млрд куб. м (Таблицы 1.14-1.15).

Африка, многие десятилетия снабжавшая европейский и азиатский рынки сетевым и сжиженным газом, в период до 2040 года почти на 70% увеличит объем своих межрегиональных поставок – в основном за счет разработки новых запасов Восточной и Центральной частей континента. В 2,4 раза увеличит объем межрегионального экспорта Ближний Восток. Несмотря на очень существенное увеличение объемов добычи, огромный рост внутреннего спроса не позволит странам Северной Африки и Ближнего Востока направлять более высокие объемы на глобальные рынки.

Очень существенно, в 2,8 раза, вырастет суммарный экспорт газа из стран СНГ – как сетевого, так и сжиженного, что позволит региону остаться лидером межрегиональной газовой торговли. Развивающиеся страны Азии вынуждены будут направлять все большие объемы на удовлетворение растущего внутрирегионального спроса, что будет ограничивать их возможности по участию в глобальной торговле. С другой стороны, выход на рынки Австралии, как крупнейшего поставщика СПГ, сделает регион Развитой Азии крупным игроком на мировом рынке. Таким образом, на стороне предложения идет дальнейшее усиление конкуренции между все возрастающим числом производителей.

На фоне увеличения числа производителей и усиления конкуренции между ними, в мире отчетливо формируется крупнейший центр потребления, импортирующий все возрастающие объемы газа со всего мира – это развивающиеся страны Азии

При этом в мире отчетливо формируется крупнейший центр потребления, импортирующий все возрастающие объемы газа со всего мира – это развивающиеся страны Азии.

В рассматриваемый период будут активно расти как объемы сетевого газа, так и СПГ, однако в целом доля сжиженного газа в межрегиональной торговле будет оставаться выше, поскольку газ, транспортируемый по трубам, обычно является основой внутри-региональной торговли.

После периода замедленного роста предложения СПГ в 2012-2016 годах, к 2020 году ожидается крупномасштабное расширение мощностей по сжижению – они увеличатся почти вдвое по сравнению с 2015 годом. В первую очередь речь идет о целом ряде крупных проектов в Австралии и США. После 2025 года ожидается выход на глобальный рынок и крупных дополнительных объемов СПГ из России и стран Ближнего Востока.

Таблица 1.14 – Матрица межрегиональной торговли газом в 2010 году, Базовый сценарий, млрд куб. м

		Куда									
		Северная Америка	Южная и Центральная Америка	Европа	СНГ	Развивающаяся Азия	Развитая Азия	Африка	Ближний Восток	Всего экспорт сетевого газа	Всего экспорт СПГ
Откуда	Северная Америка	0/0	0/0,1	0/0,4	0/0	0/0	0/1	0/0	0/0	0	2
	Южная и Центральная Америка	0/8	0/0	0/7	0/0	0/1	0/1	0/0	0/0,3	0	17
	Европа	0/1	0/0,1	0/0	0/0	0/0,2	0/0,3	0/0	0/0,1	0	1
	СНГ	0/0	0/0	135/0	0/0	4/1	0/12	0/0	7/0,1	145	13
	Развивающаяся Азия	0/2	0/0	0/0	0/0	0/0	6/58	0/0	0/0,2	6	60
	Развитая Азия	0/0	0/0	0/0	0/0	0/6	0/0	0/0	0/0,1	0	6
	Африка	0/6	0/3	44/40	0/0	0/3	0/6	0/0	5/0,7	50	58
	Ближний Восток	0/4	0/1	8/37	0,7/0	0/18	0/40	0/0	0/0	8	99
	Всего импорт сетевого газа	0	0	187	1	4	6	0	12	209	
	Всего импорт СПГ*	20	4	84	0	29	119	0	2		258

* - Торговля сетевым газом/Торговля СПГ

Источник: ИНЭИ РАН

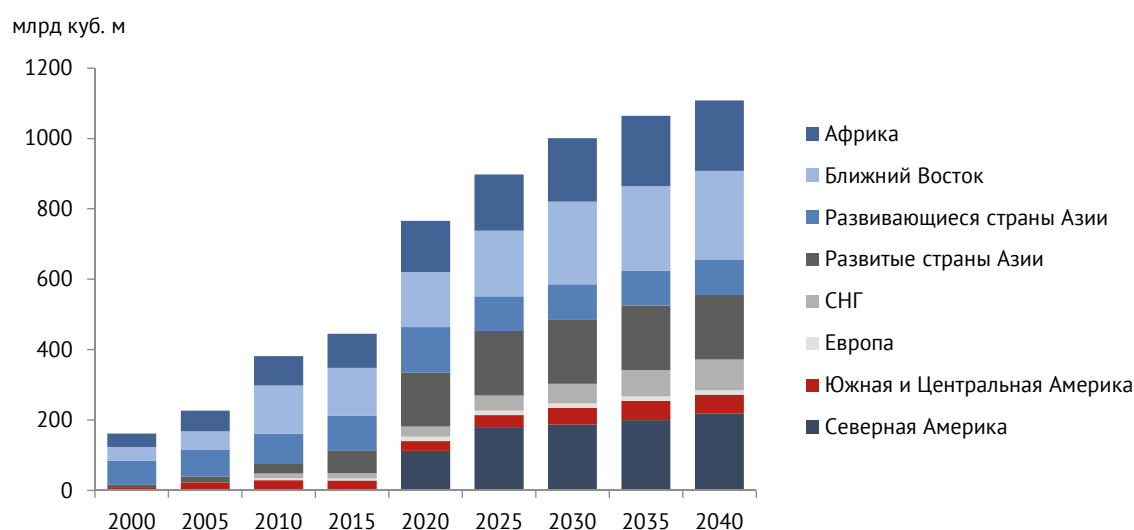
Таблица 1.15 – Матрица межрегиональной торговли газом в 2040 году, Базовый сценарий, млрд куб. м

		Куда									
		Северная Америка	Южная и Центральная Америка	Европа	СНГ	Развивающаяся Азия	Развитая Азия	Африка	Ближний Восток	Всего экспорт сетевого газа	Всего экспорт СПГ
Откуда	Северная Америка	0	0/1	0/30	0	0/3	0/35	0	0	0	69
	Южная и Центральная Америка	0	0	0/23	0	0/3	0/3	0	0	0	29
	СНГ	0	0	181/25	0	186/17	0/41	0	0	368	82
	Развивающаяся Азия	0	0	0	0	0	0/10	0	0	0	10
	Развитая Азия	0	0	0	0	0/92	0	0	0	0	92
	Африка	0	0	40/57	0	0/83	0	0	0	40	140
	Ближний Восток	0	0	37/18	2/0	54/135	0/15	0	0	93	168
	Всего импорт сетевого газа	0	0	258	2	240	0	0	0	501	-
	Всего импорт СПГ*	0	1	152	0	333	104	0	0	-	591

* - Торговля сетевым газом/Торговля СПГ

Источник: ИНЭИ РАН

Рисунок 1.57 – Прирост мощностей по сжижению, Базовый сценарий



Источник: ИНЭИ РАН

Интересно, что зависимость от импорта газа из других регионов будет сокращаться почти везде, кроме Европы, которая будет импортировать к 2040 году почти 70% газа (Таблица 1.16). При этом Северная Америка благодаря увеличению собственной добычи сможет полностью отказаться от газового импорта. Рост внутрирегиональной добычи в Азии (как в развивающихся, так и в развитых странах) позволит этим регионам снизить зависимость от поставок извне примерно до одной трети, что является вполне приемлемым показателем с точки зрения энергобезопасности.

Таблица 1.16 – Доля чистого импорта в потреблении газа в ключевых регионах-импортерах, Базовый сценарий

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Северная Америка	4%	3%	2%	1%	0	0	0
США	18%	17%	10%	5%	0	0	0
Европа	37%	43%	47%	53%	62%	67%	69%
Азия	5%	9%	16%	26%	25%	32%	33%
Китай	22%	17%	24%	47%	47%	49%	47%
Индия	0%	17%	18%	55%	56%	55%	53%
Япония	97%	96%	97%	98%	98%	98%	99%

Источник: ИНЭИ РАН

Равновесные цены газа

В Базовом сценарии в целом цены сохраняют ту траекторию, которая показывалась в Прогнозе-2013, однако сами уровни цен пересмотрены в сторону повышения в связи с ростом затрат по большинству реализуемых проектов. При этом растущий экспорт из Северной Америки подталкивает цены вверх, постепенно немного сужая ставший столь широким разрыв между ценами отдельных региональных рынков.

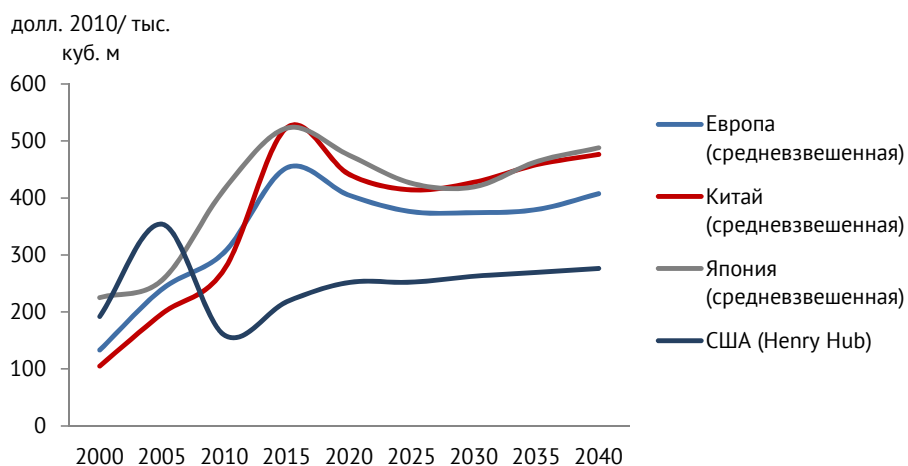
В Прогнозе-2013 описывался начавшийся процесс трансформации различных региональных систем ценообразования на газ – в первую очередь за счет постепенного расширения торговли на основе конкуренции «газ – газ». Дальнейшие изменения региональных механизмов ценообразования будут идти, по всей видимости, в направлении увеличения доли спотовых поставок на всех рынках. Быстрое развитие рынка СПГ и его глобализация будут усиливать этот процесс, причем не только в Европе, но и в АТР, где потребители на фоне высоких цен ищут любую возможность снизить свои счета.

Высокая стоимость транспортировки газа по трубопроводам или в виде СПГ препятствует формированию единой мировой цены на газ

Расчеты Прогноза-2014 полностью подтверждают утверждение прошлогоднего Прогноза о том, что на весь рассматриваемый период сохранится происшедшее в 2006–2008 годах существенное разделение региональных цен на газ. Основной причиной этого является высокая цена транспортировки газа, которая при межконтинентальных поставках добавляет к цене газа более 150 долл./тыс. куб. м. Соответственно высокие затраты на транспорт способствуют регионализации рынков и не позволяют создать единый ликвидный рынок.

Во всех регионах мира к концу прогнозного периода ожидается довольно заметный рост цен (Рисунок 1.58), обусловленный необходимостью вовлечения новых, более дорогостоящих месторождений для удовлетворения спроса. В этих условиях североамериканский рынок замыкается в ценовом диапазоне, определяемом собственной добычей, в США на весь прогнозный период сохранятся наиболее низкие цены, которые, тем не менее, также будут увеличиваться, особенно с началом осуществления широкомасштабного экспорта СПГ.

Рисунок 1.58 – Прогнозные средневзвешенные* цены на газ по региональным рынкам, Базовый сценарий



Источник: ИНЭИ РАН

* Средневзвешенные между ценами долгосрочных контрактов, привязанных к альтернативным видам топлива, и спотовыми ценами с учетом объемов потребления.

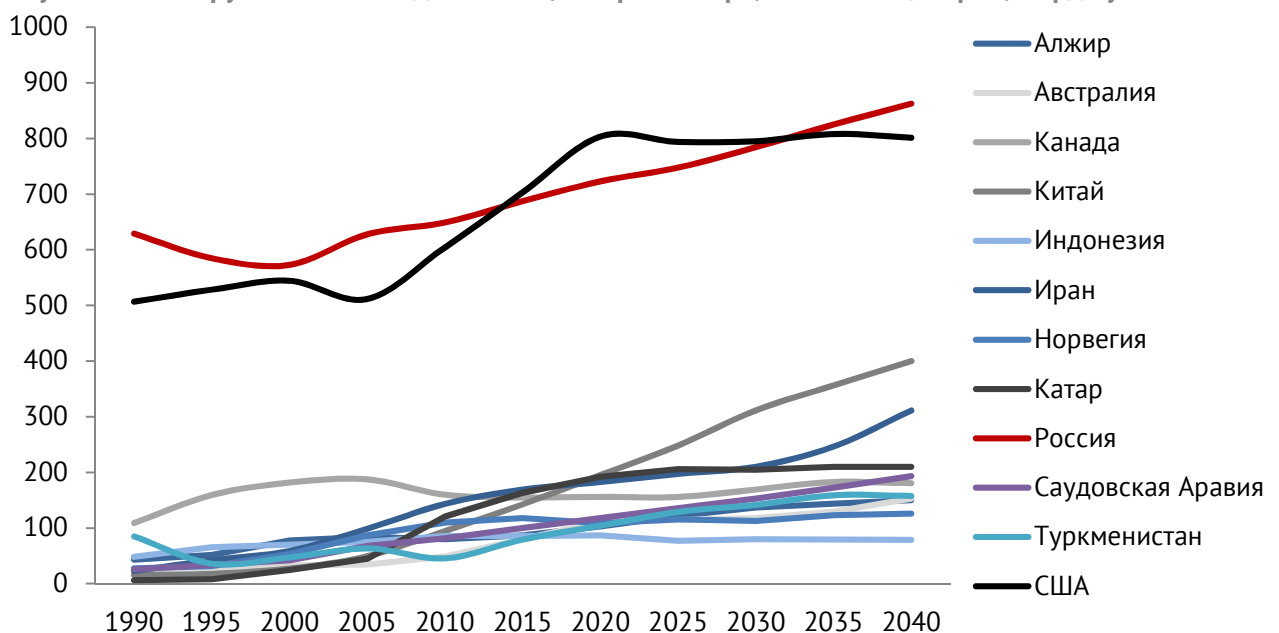
И в Европе, и в АТР в период 2015–2030 годов прогнозируется заметное снижение цен, обусловленное избыточным предложением газа (в особенности – СПГ, который в больших объемах выйдет на рынок в 2020 году), при этом АТР традиционно придется платить дополнительную премию на фоне быстрого роста спроса, стимулирующего ввод большого числа новых, в том числе достаточно дорогих, проектов добычи.

Позиции основных игроков

На газовом рынке в период с 1990 по 2010 годы крупнейших производителей можно было разделить на две группы:

- два *супер-производителя* – Россия и США (Рисунок 1.59), их уровни добычи в ретроспективе колебались в диапазоне 500–650 млрд куб. м;
- *крупные производители*, к которым относятся Китай, Иран, Катар, Саудовская Аравия, Туркменистан, Алжир, Австралия, Индонезия, Норвегия и Канада; в ретроспективе ни одна из этих стран никогда не добывала более 190 млрд куб. м.

Рисунок 1.59 – Крупнейшие газодобывающие страны мира, Базовый сценарий, млрд куб. м



Источник: ИНЭИ РАН

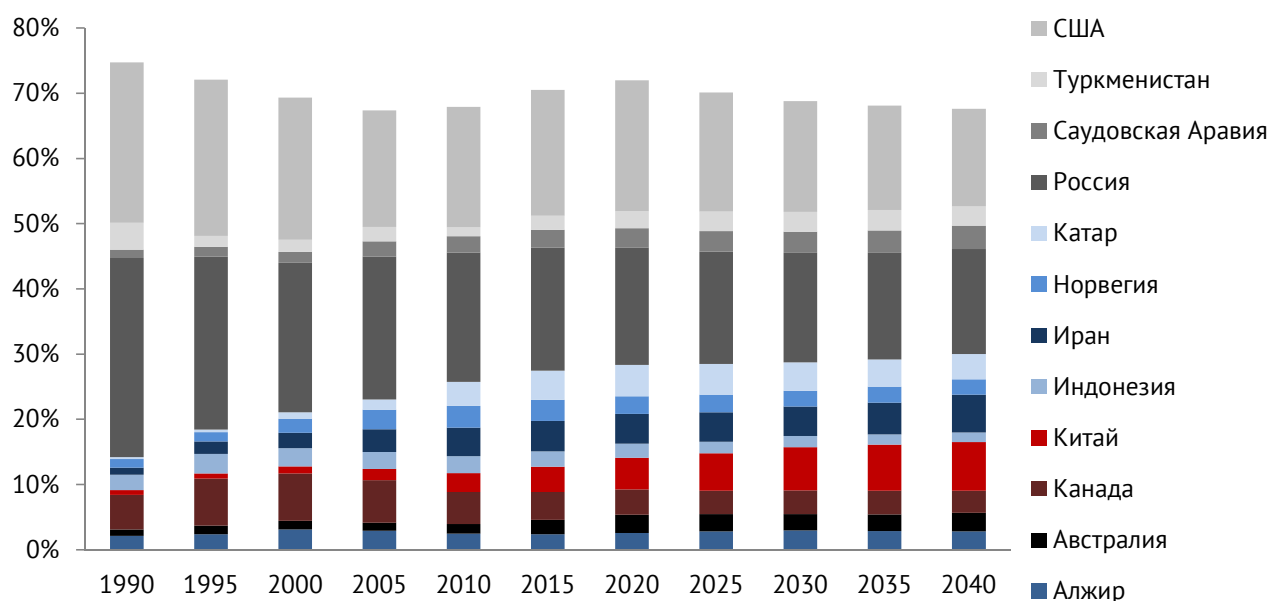
В период до 2040 года в группе супер-производителей изменений не происходит, их состав не меняется, а объём добычи увеличивается до 800–850 млрд куб. м. Группа крупных производителей к 2040 году серьёзных изменений не претерпевает, за исключением Китая, показывающего большой прирост объёмов производства.

В период с 1990 по 2010 годы доля крупнейших газодобывающих стран мира никогда не опускалась ниже 67% от мировой добычи газа. Максимальной она была в 1990 году – 74% (Рисунок 1.60), в это время индекс концентрации рынка Херфиндаля-Хиршмана составлял 1635 – то есть

однозначно свидетельствовал о концентрированном рынке. К 2010 году этот индекс несколько снизился - до 1405, но рынок по-прежнему оставался концентрированным.

В прогнозном периоде доля крупнейших газодобывающих стран к 2020 году немного увеличится, а затем начнет снижаться и к 2040 году составит 68% при снижении индекса концентрации Херфиндаля-Хиршмана до 650. При этом падение до уровня менее 1000 обозначает переход к низкоконцентрированному рынку.

Рисунок 1.60 – Доля крупнейших газодобывающих стран в мировой добыче, Базовый сценарий



Источник: ИНЭИ РАН

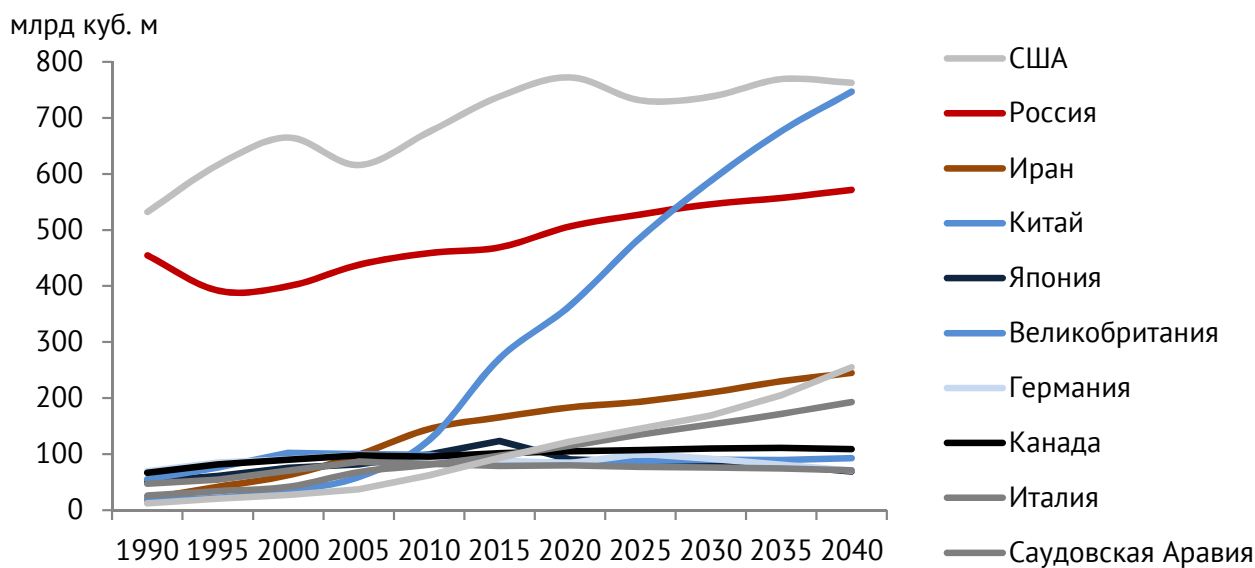
Основным изменением на газовом рынке в период до 2040 года станет стремительный рост влияния Китая и его вхождение в состав супер-потребителей

Что касается спроса, четко выделяются

- *супер-потребители* - США и Россия. Важным изменением расклада сил будет бурный рост китайского спроса, который к концу рассматриваемого периода выведет Китай на уровень супер-потребителя (Рисунок 1.61);
- *крупные потребители* – Иран, Китай (до 2020 года), Япония, Великобритания, Германия, Канада, Италия и Саудовская Аравия. В этих странах спрос как в ретроспективе, так и в перспективе значительно ниже, чем у супер-потребителей.

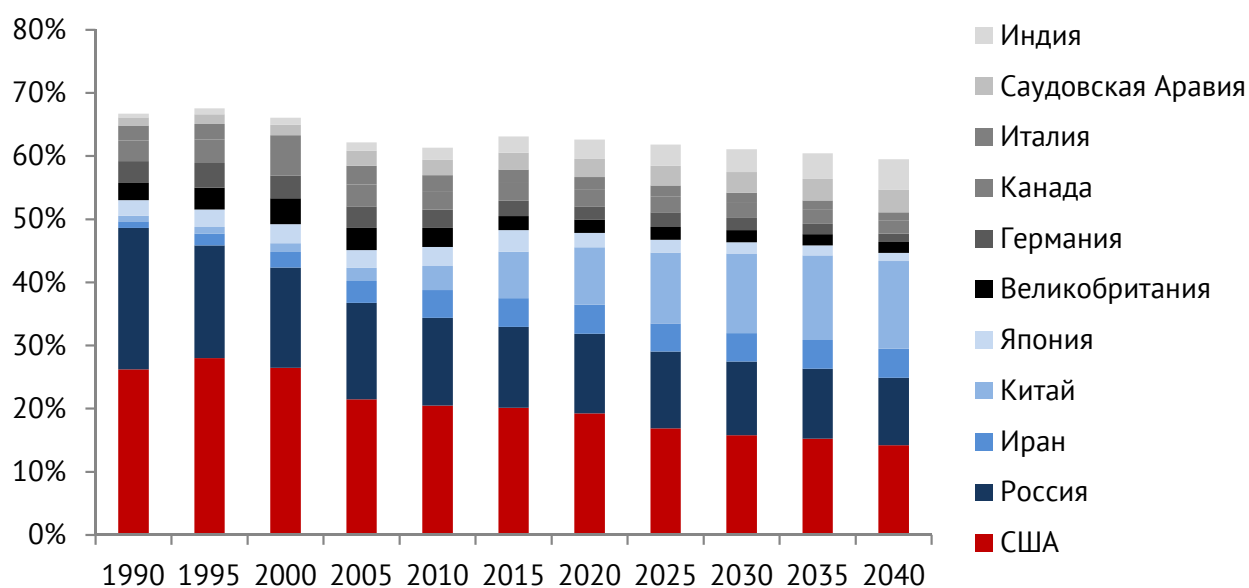
Доля десяти крупнейших потребителей газа в мировом спросе также достаточно весома (Рисунок 1.62) и на всем рассматриваемом периоде с 1990 по 2040 год она постепенно снижается с 75% до 60%. Рынок газа постепенно становится все более зрелым и конкурентным.

Рисунок 1.61 – Крупнейшие потребители газа в мире, Базовый сценарий



Источник: ИНЭИ РАН

Рисунок 1.62 – Доля крупнейших потребителей в мировом спросе, Базовый сценарий



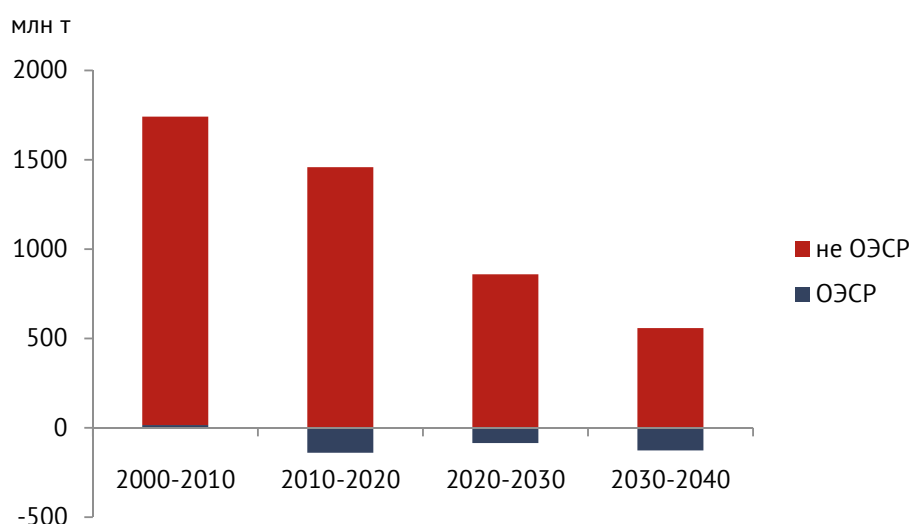
Источник: ИНЭИ РАН

Рынок твердых видов топлива

Спрос

Твердые виды топлива (уголь, твердая биомасса²¹ и др.) являются одной из основ мирового энергообеспечения благодаря своей экономической и технологической доступности. На горизонте до 2040 года они продолжают доминировать в энергопотреблении нескольких регионов мира, хотя на фоне общемирового замедления роста спроса на энергию и в связи с растущей обеспокоенностью вредными выбросами, прирост использования твердого топлива стал замедляться (Рисунок 1.63).

Рисунок 1.63 – Прирост потребления угля по десятилетиям в 2010 - 2040 годах



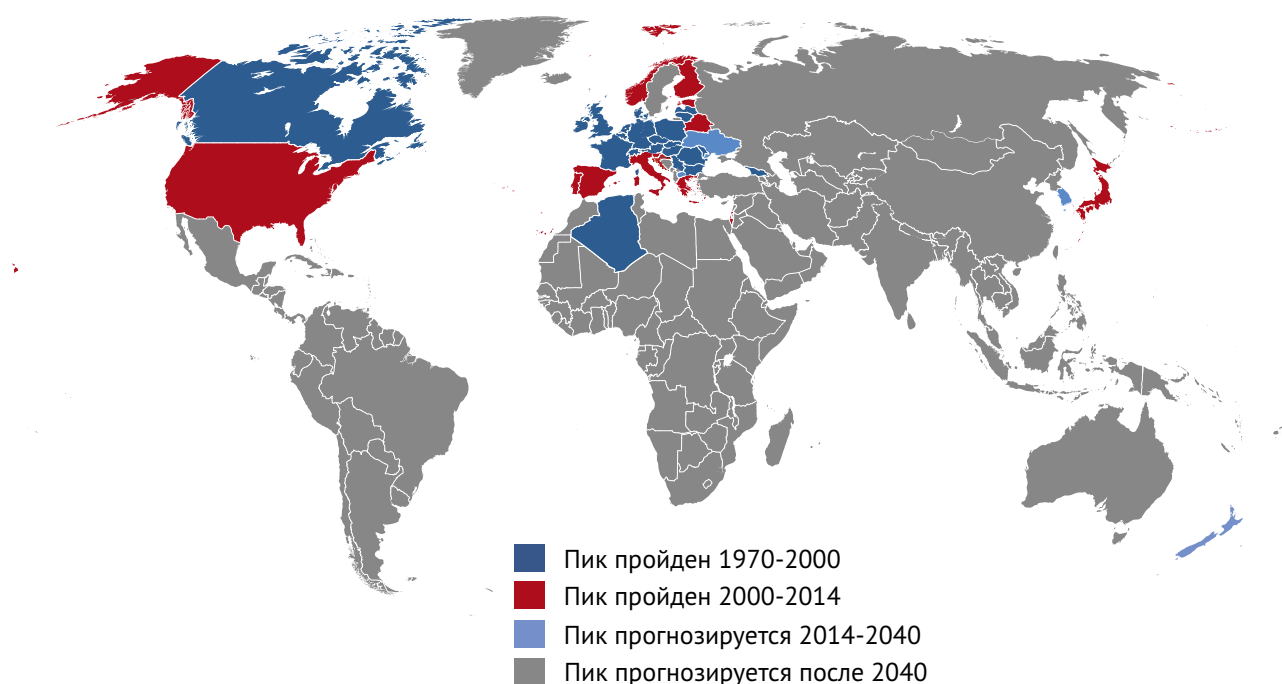
Источник: ИНЭИ РАН

Пик потребления угля прошли практически все страны Европы, кроме Боснии и Герцеговины, Албании, Черногории, Македонии, и Турции. На траекторию снижения потребления угля вышли и страны Северной Америки (кроме Мексики, которая проходит его к концу прогнозного периода), Новая Зеландия, Израиль и Япония. К 2040 году практически все страны ОЭСР будут снижать потребление данного энергоресурса, единственными исключениями станут Чили и Австралия (Рисунок 1.64).

Китай на фоне снижения возможностей по наращиванию добычи угля и сложной экологической обстановки в крупнейших городах, также планирует уменьшать долю угля в энергобалансе. По плану Государственного Энергетического Управления этой страны, использование твердого топлива должно снизиться с нынешней отметки в 70% до 57% и 43% к 2020 и 2050 годам соответственно.

21 К твердым видам биомассы относятся древесина и продукты ее переработки (пеллеты, брикеты), сухие и высушенные растения и пр. Для бедных стран традиционная биомасса и сегодня остается наиболее доступным ресурсом энергии.

Рисунок 1.64 – Пики потребления угля по странам мира

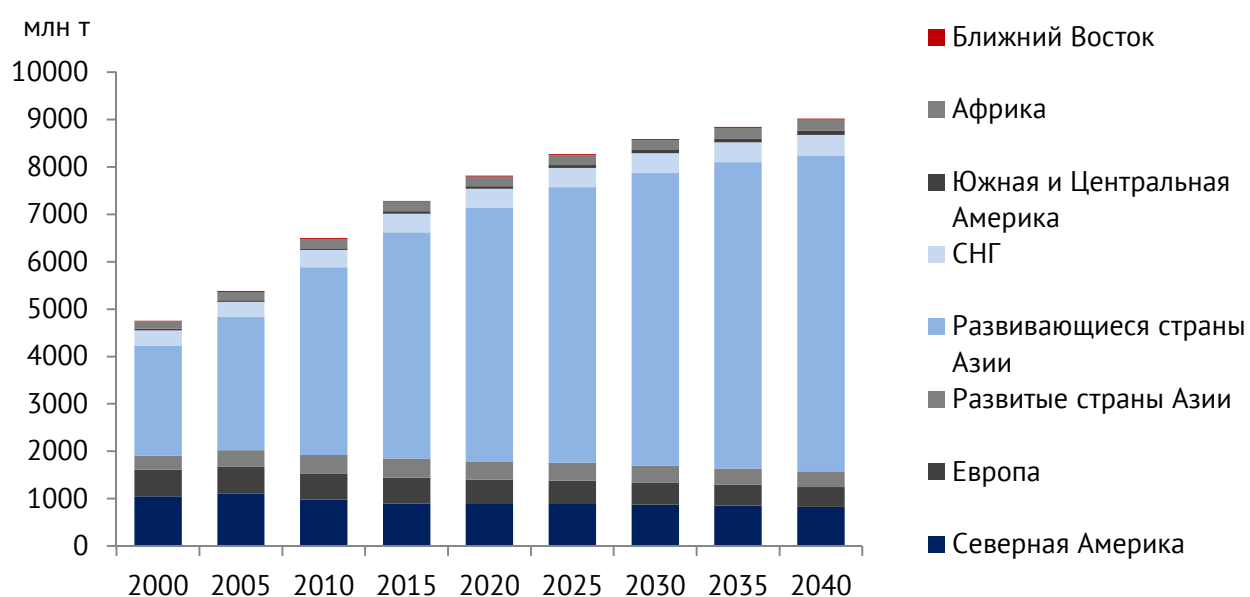


Источник: ИНЭИ РАН

В Индии уголь является одним из основных способов обеспечения быстро растущих энергетических потребностей, в связи с чем ожидается увеличение его потребления к 2040 году в 2,4 раза по сравнению с 2010 годом.

Именно развивающиеся страны АТР (в особенности Китай и Индия) обеспечат основной прирост потребления угля в мире до 2040 года, доведя свою долю до 74% (Рисунок 1.65).

Рисунок 1.65 – Спрос на уголь по регионам мира



Источник: ИНЭИ РАН

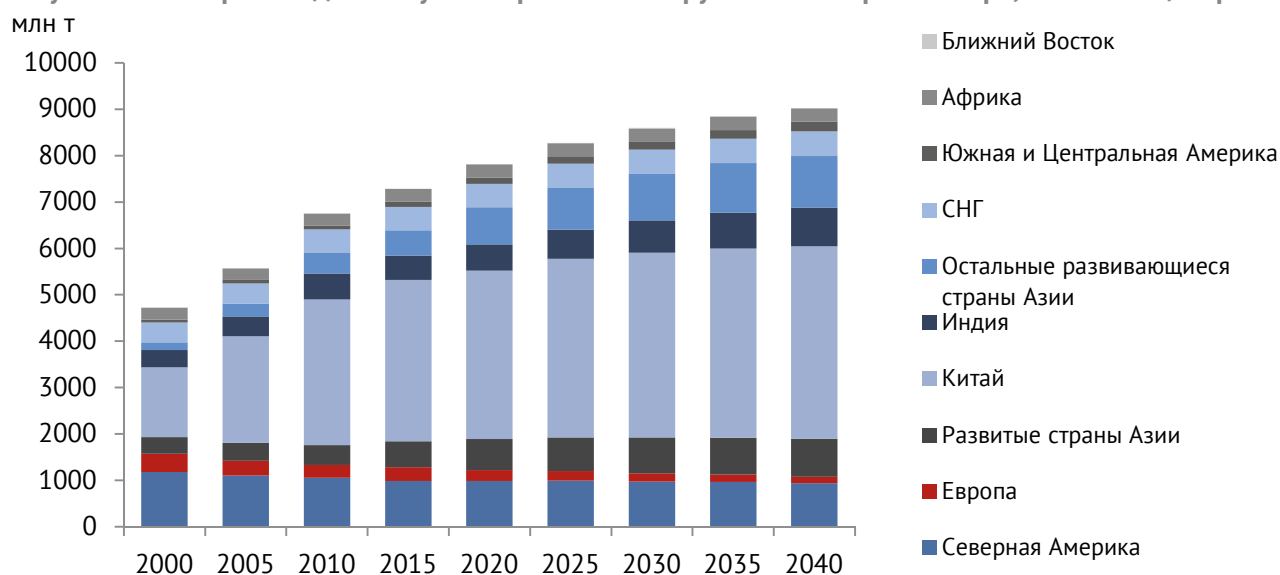
Предложение

Основной объем добычи угля сконцентрирован всего в 7 странах. Так, в 2010 году 84 % мировой добычи угля было обеспечено Китаем (3140 млн т), США (983 млн т), Индией (521 млн т), Индонезией (345 млн т), Австралией (424 млн т), Россией (321 млн т) и ЮАР (255 млн т).

В прогнозном периоде состав основных участников рынка сильно не изменится, поменяются их сравнительные позиции. В Европе добыча снизится практически в 5 раз ввиду её высокой стоимости и заявленной в регионе энергополитики по сокращению использования угля.

США, которые располагают самыми большими запасами угля в мире, будут также двигаться в направлении снижения его доли в структуре топливно-энергетического баланса. Индонезия и Австралия, которые стали основными драйверами существенного роста добычи угля в последнее десятилетие, продолжают ее увеличивать, хотя Австралия будет все в большей мере сталкиваться с проблемой снижения рентабельности новых проектов из-за роста затрат. Кроме того в прогнозном периоде следует ожидать появления на мировом рынке новых производителей и экспортеров, наиболее перспективными из которых являются Мозамбик, Монголия, Уганда. К 2040 году развивающиеся страны Азии продолжат доминировать в производстве угля (Рисунок 1.66).

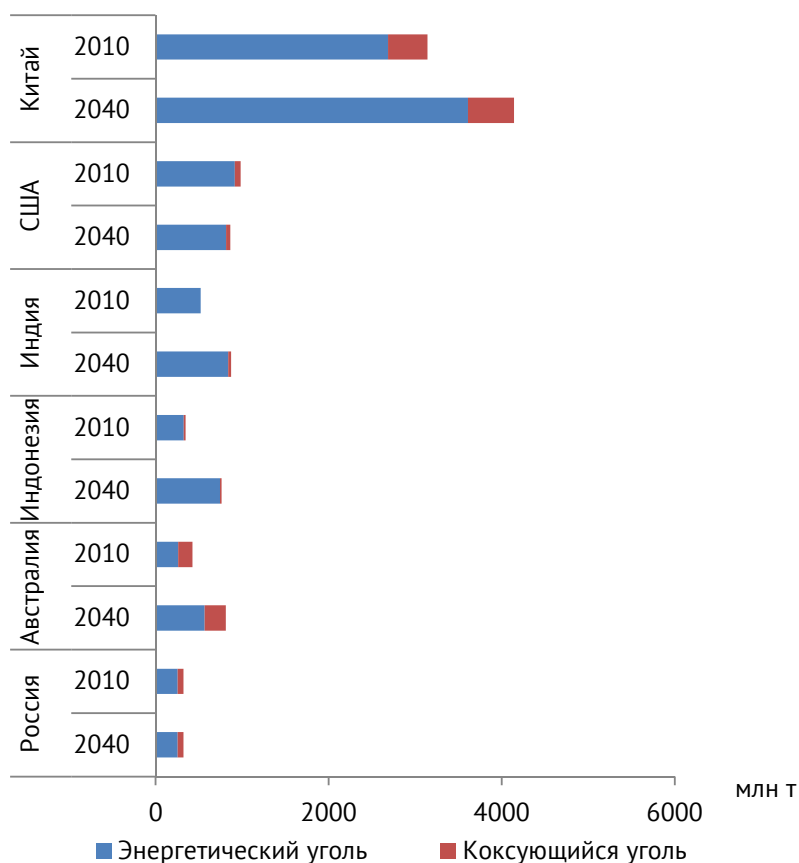
Рисунок 1.66 – Прогноз добычи угля по регионам и крупнейшим странам мира, Базовый сценарий



Источник: ИНЭИ РАН

В структуре мирового производства угля будет преобладать энергетический уголь, который в основном используется для получения тепловой и электрической энергии. Более ценный и дефицитный коксующийся уголь, сфера применения которого существенно шире и охватывает не только использование в энергетических целях, но и в производственных, занимает весомую часть в структуре добычи Китая и Австралии (Рисунок 1.67).

Рисунок 1.67 – Структура добычи угля крупнейших производителей за период с 2010 по 2040 год, Базовый сценарий



Источник: ИНЭИ РАН

Международная торговля

Международная торговля углем достигла к 2010 году отметки в 1142 млн т. Эти объемы составляют около 15% потребляемого в мире угля. Вся мировая торговля углем концентрируется на двух основных региональных рынках: атлантическом и тихоокеанском.

На атлантическом рынке основные потоки экспорта направлены в страны Западной Европы, среди которых наибольшие объемы идут в Великобританию, Германию и Испанию.

На тихоокеанском рынке, на который приходится 57% морской торговли энергетическим углем, основные объемы импорта приходятся на Японию, Южную Корею и Тайвань. В тихоокеанском бассейне расположены два крупнейших мировых экспортёра энергетического угля - Индонезия и Австралия, которая ежегодно поставяет на рынок около 300 млн т данного энергоресурса и является при этом ключевым поставщиком коксующегося угля, обеспечивая более половины мирового экспорта.

К 2040 году доля азиатских стран в мировом импорте угля увеличится. Самым крупным импортером станет Индия.

Согласно Базовому сценарию, межрегиональная торговля углем достигнет к 2040 году 0,6 млрд т и сохранит привязку по двум бассейнам (Таблица 1.17).

Таблица 1.17 – Матрица торговых потоков угля в 2040 году, млн т

		Куда							
		Северная Америка	Южная и Центральная Америка	Европа	СНГ	Развитая Азия	Развивающаяся Азия	Ближний Восток	Африка
Откуда	Сев. Америка	0	13	36	0	80	0	0	0
	Ю. и Ц. Америка	0	0	128	0	0	0	0	0
	Европа	0	0	0	0	0	0	0	0
	СНГ	0	0	31	0	0	73	0	0
	Развитая Азия	17	0	45	0	0	609	0	0
	Развивающаяся Азия	0	0	0	0	100	0	18	9
	Ближний Восток	0	0	0	0	0	0	0	0
	Африка	0	0	45	0	0	21	0	0

Источник: ИНЭИ РАН

Цены угля

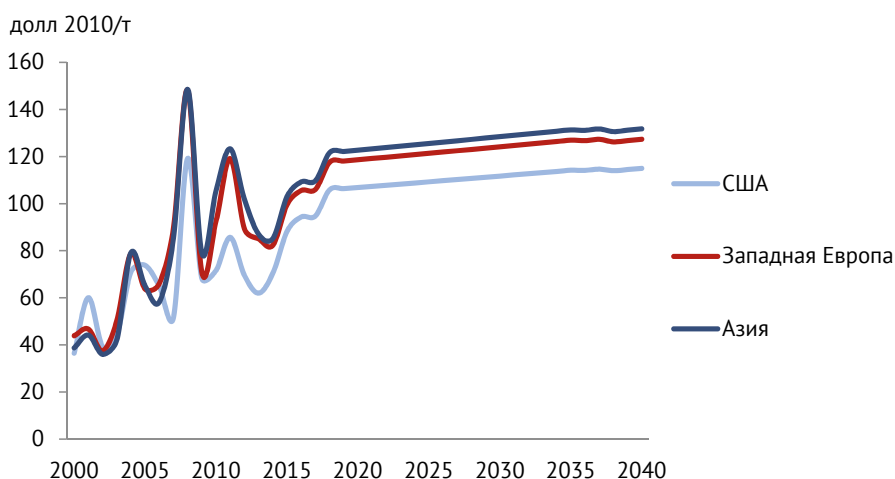
Спотовые цены на уголь, несмотря на то, что формируются регионально, коррелируют друг с другом на основных торговых площадках. Для экспортеров чаще всего цены устанавливаются по котировке FOB в основных портах отгрузки (Ричардс Бей в ЮАР, Боливар в Колумбии и Ньюкасл в Австралии). Для импортеров преимущественно цена высчитывается на условиях CIF в так называемом «треугольнике АРА» (порты Амстердам, Роттердам, Антверпен). Цены определяются рыночным путем на основе баланса спроса и предложения. Начиная с 2008 года на рынке наблюдалась довольно высокая волатильность цен, что было вызвано мировым финансовым кризисом, аварией на атомной станции Фукусима в Японии, наводнением в Австралии, расширением угольного экспорта США вследствие вытеснения его с американского рынка дешевым сланцевым газом и рядом других факторов. В прогнозном периоде ожидается умеренный рост цен на уголь вследствие высокого спроса и увеличения издержек на его добычу.

К 2040 году ожидается сохранение действующих торговых площадок в качестве ключевых при перераспределении их долей в мировой торговле. В Европе предполагается уменьшение торговли в треугольнике АРА, а в Азии возможно появление новых центров торговли. В рассматриваемой перспективе предполагается, что структура рынка в значительной степени будет основана на долгосрочных контрактах с фиксированной ценой, базисом для которой будут цены в конкретных портах (их доля останется на уровне 80%, а спотовых контрактов – 20%).

Несмотря на достаточную ресурсную базу угля, ввод новых угледобывающих мощностей ограничен высокой капиталоемкостью новых проектов, экологическими ограничениями на его разработку в ряде стран, удаленностью от потенциальных рынков сбыта. Но в случае повышения цен и наличия спроса ресурсы позволяют существенно расширить добычу.

Наиболее высокие цены в прогнозном периоде ожидаются на азиатском рынке²², что связано с увеличением спроса на импортный уголь вследствие снижения внутренней добычи. Ценовая премия по сравнению с европейским рынком будет составлять в период с 2020 по 2040 год менее 10 долл 2010/т. Наиболее низкие цены ожидаются на рынке США, где ощущается переизбыток угля, возникший вследствие снижения его доли в электроэнергетическом секторе (Рисунок 1.68).

Рисунок 1.68 – Ретроспектива и прогноз цен на уголь в период с 2000 по 2040 год²³



Источник: ИНЭИ РАН

²² Цена на уголь для азиатского рынка представляет собой средневзвешенное значение цен для Китая, Индии и Японии.

²³ Ретроспектива цен на уголь получена на основе данных ВР с учетом его корректировки на основе дефлятора ВВП США за 2000-2013 г.

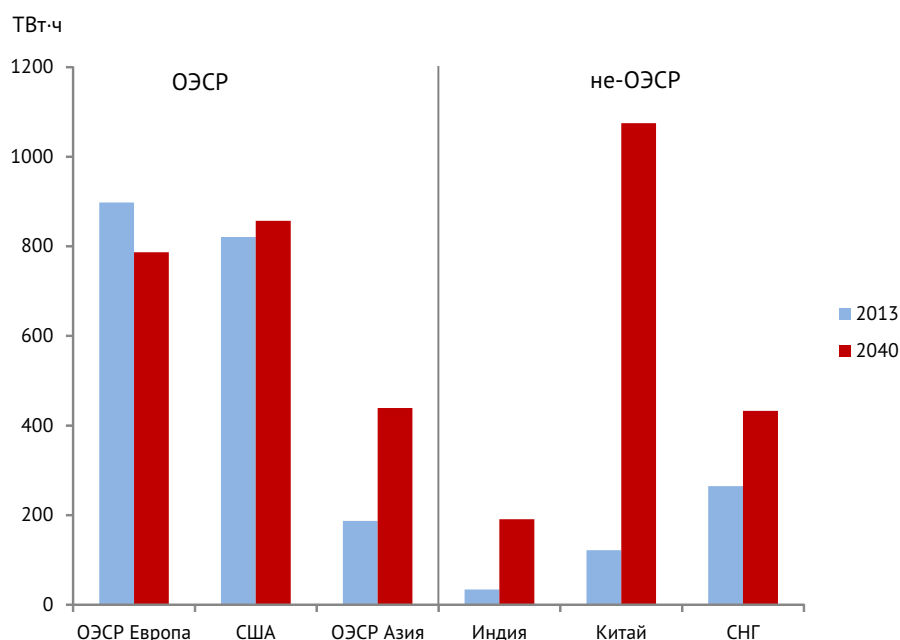
Атомная энергетика

Практически весь рост атомной энергетики в период до 2040 года будет сосредоточен в развивающихся странах, в то время как в развитых странах в основном будет идти замена значительного числа энергоблоков АЭС из-за истечения проектных сроков эксплуатации

Атомная энергетика в период с 2010 по 2040 год будет занимать третье место по темпам прироста потребления в мире после ВИЭ и газа, причем в силу многих причин практически весь этот рост будет сосредоточен в развивающихся странах.

В Прогнозе-2013 уже отмечалась острая необходимость замены в рассматриваемый период значительного числа энергоблоков АЭС в развитых странах из-за истечения проектных сроков эксплуатации. По состоянию на 2014 год следует отметить, что ситуация несколько упростилась из-за решения ряда стран по продлению сроков эксплуатации отдельных АЭС. Однако объём мощностей для замены остается достаточно высоким – в период до 2040 года должны быть выведены из эксплуатации более 60% эксплуатируемых в настоящее время мощностей энергоблоков. На этом фоне развивающиеся страны, для многих из которых вопрос вывода из эксплуатации АЭС появится только во второй половине XXI века, смогут увеличить свою долю в мировом производстве атомной энергии с 17 до 49% (Рисунок 1.69), при этом почти три четверти от этого увеличения обеспечат Китай и Индия.

Рисунок 1.69 – Производство электроэнергии на АЭС по регионам мира

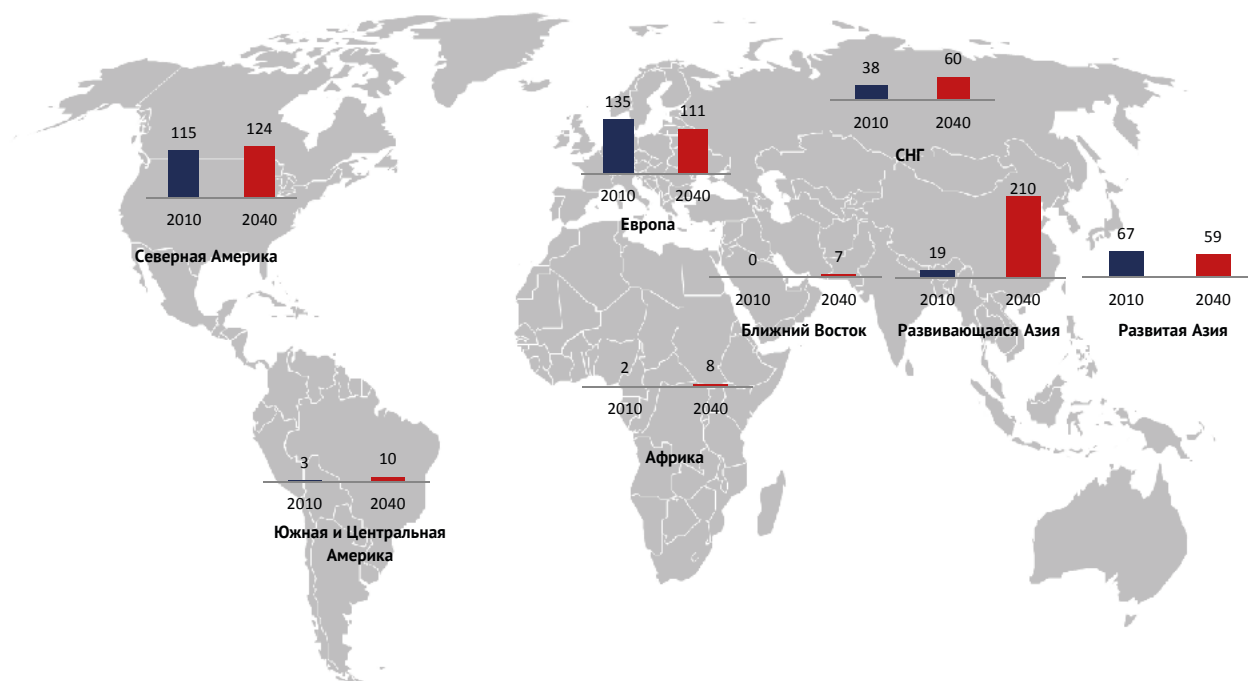


Источник: ИНЭИ РАН

Предполагается, что из развитых стран Япония и Южная Корея к 2040 году смогут существенно увеличить выработку атомной энергии по сравнению с 2013 годом. В Японии это произойдет за счет частичного возвращения в эксплуатацию мощностей, остановленных после аварии на АЭС Фукусима. Но здесь, на фоне сохранения сложной ситуации в зоне поврежденных энергоблоков, остается высокая неопределенность относительно дальнейшей политики страны в данной области.

В Северной Америке ожидается достаточно стабильный объем мощностей на всём рассматриваемом периоде, а в Европе – их снижение в силу принятых политических решений и общественного неприятия атомной энергетики в ряде стран ЕС (Рисунок 1.70).

Рисунок 1.70 – Мощности АЭС по регионам мира в 2010 и 2040 годах, ГВт

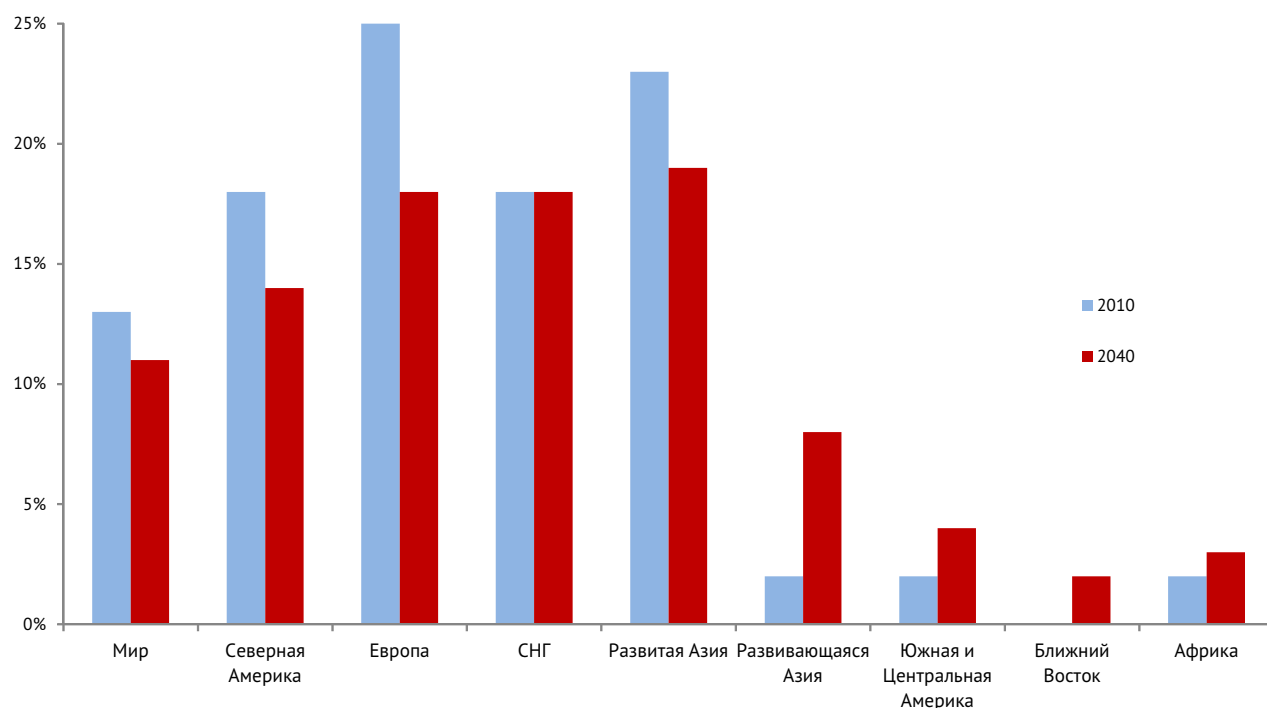


Источник: ИНЭИ РАН

Отчасти стабилизация и снижение мощностей АЭС в странах ОЭСР будут компенсированы повышением эффективности работы станций за счет замены части оборудования на действующих блоках и оптимизации режимов работы в сети.

В целом по миру доля атомной генерации в производстве электроэнергии сократится, но в четырех регионах – традиционных лидерах атомной отрасли (Северная Америка, Европа, СНГ и развитые страны Азии) – она сохранит высокий уровень (более 10% - Рисунок 1.71). Эти АЭС смогут стабильно работать в режиме базовой нагрузки, однако в сочетании с существенным приростом выработки электроэнергии на ВИЭ некоторым странам придется уделять повышенное внимание развитию резервирующих и пиковых мощностей (на основе углеводородов) и аккумулированию электроэнергии.

Рисунок 1.71 – Доля атомной генерации в производстве электроэнергии в мире и по регионам в 2010 и 2040 годах



Источник: ИНЭИ РАН

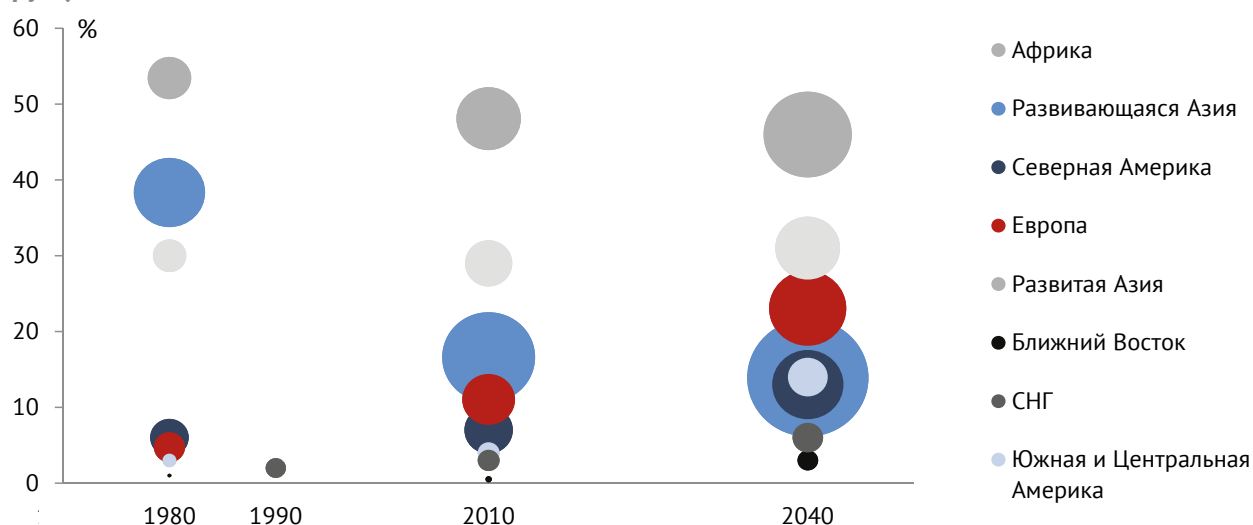
Возобновляемые источники энергии

Возобновляемые источники энергии²⁴ в период до 2040 года будут демонстрировать самые высокие темпы роста среди всех энергоносителей. При общем повышении спроса на энергию на 47%, в рассматриваемый период потребление ВИЭ увеличится на 93% (что объясняется не только планируемым масштабным развитием мощностей на основе ВИЭ, но и их относительно низкими базовыми значениями).

Доля всех ВИЭ в мировом энергобалансе вырастет с 13 до 17%. При этом анализ показывает, что парадоксальным образом в течение последних 40 лет крупнейшие регионы – производители ВИЭ (Африка, развивающиеся страны Азии, Южная и Центральная Америка) сокращают или стабилизируют их долю в региональном энергобалансе, а отнюдь не наращивают (Рисунок 1.72). Дело в том, что доля потребления твердой биомассы, которая традиционно широко используется в этих регионах, постепенно сокращается за счет более интенсивного развития других, более технологичных энергоресурсов. Эта тенденция продолжится и в период до 2040 года.

²⁴ В данном исследовании ВИЭ включают биомассу (биоэтанол, биодизель, древесину, пеллеты), гидроэнергию, отходы, биогаз, свалочный газ, энергию солнца, ветра, приливов, геотермальных источников, волн и пр.

Рисунок 1.72 – Доля ВИЭ в энергобалансе регионов (левая шкала) и объемы потребления (размер круга)

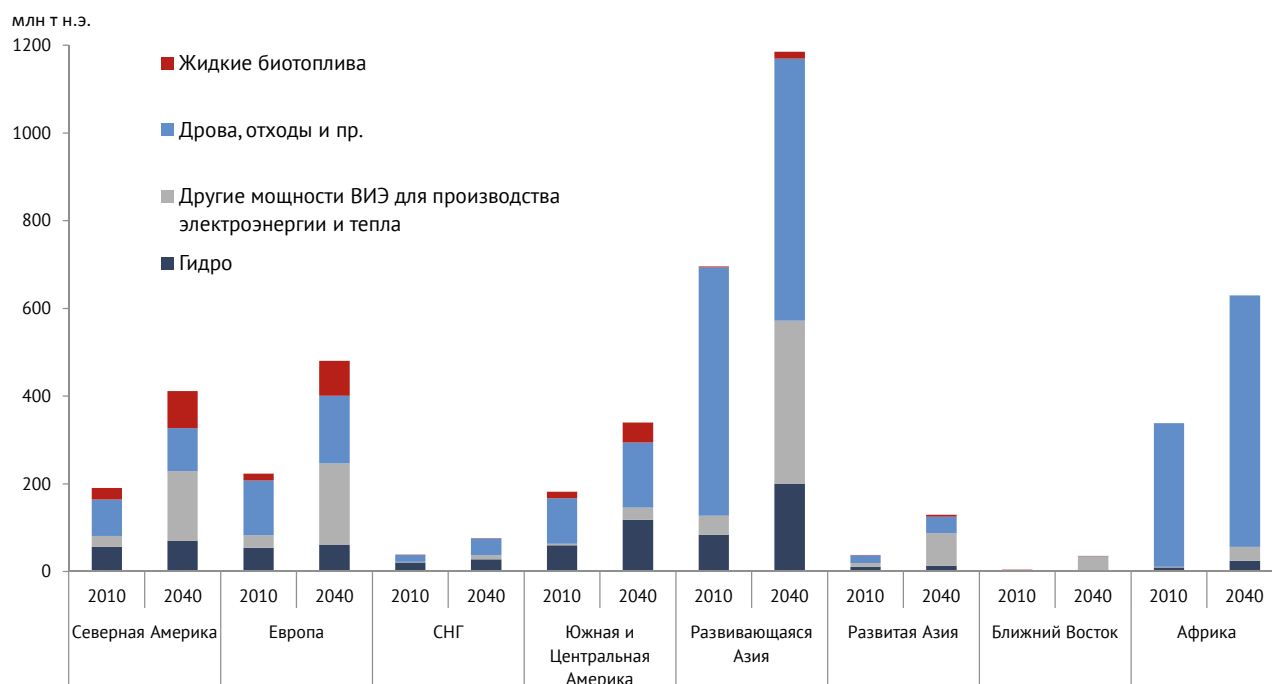


Источник: ИНЭИ РАН

Прогнозируется перераспределение в структуре используемых ВИЭ – снижение роли твердых биотоплив (дрова, отходы и пр.) и гидроэнергии в пользу ветряной, солнечной и других новых возобновляемых видов энергии, используемых для производства электроэнергии и тепла

Таким образом, прогнозируется достаточно сильное перераспределение в структуре используемых ВИЭ. Если в настоящее время в региональном потреблении доминируют твердые биотоплива (дрова, отходы и пр.) и гидроэнергия, то к 2040 году, преимущественно в странах ОЭСР, на первые позиции выйдут ветряная, солнечная и другие виды энергии, направленные на производство электроэнергии и тепла (кроме гидро), – Рисунок 1.73. Именно эти типы ВИЭ покажут основной прирост потребления среди возобновляемых источников в 5 из 8 рассматриваемых регионах, а в целом по миру обеспечат почти 50% прироста всего потребления ВИЭ.

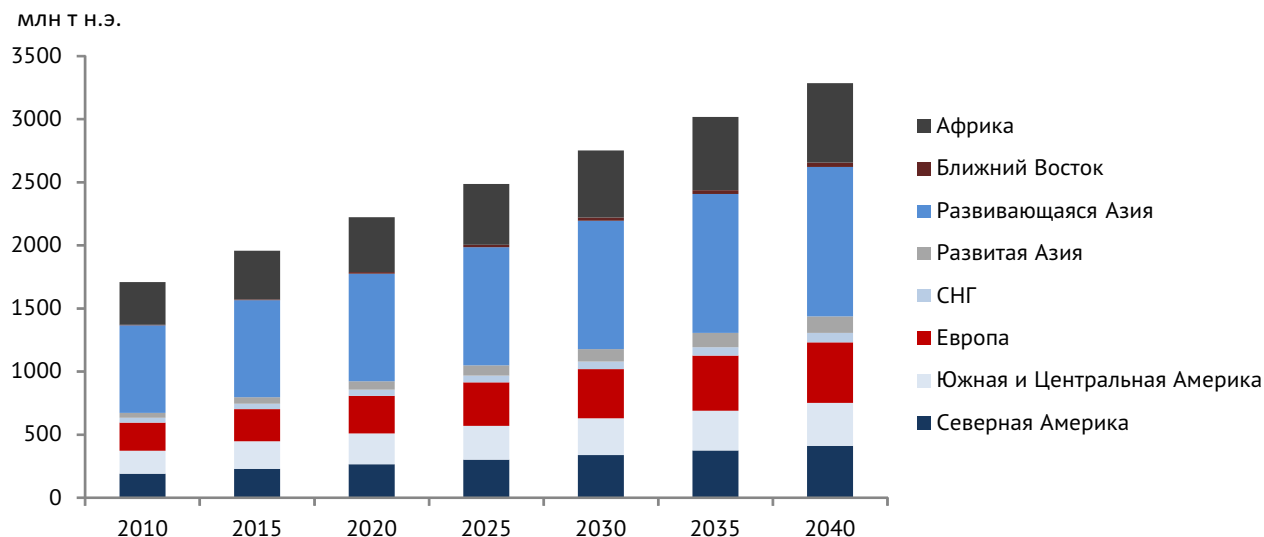
Рисунок 1.73 – Доминирующие виды ВИЭ по регионам мира и показатели прироста потребления



Источник: ИНЭИ РАН

Наибольший прирост объемов потребления возобновляемой энергии к 2040 году придется на развивающиеся страны Азии (около 31%), а самые высокие темпы прироста продемонстрируют Ближний Восток и развитые страны Азии, что во многом объясняется низкими исходными показателями. Из крупных потребителей более чем двукратный рост прогнозируется у Европы и Северной Америки (Рисунок 1.74).

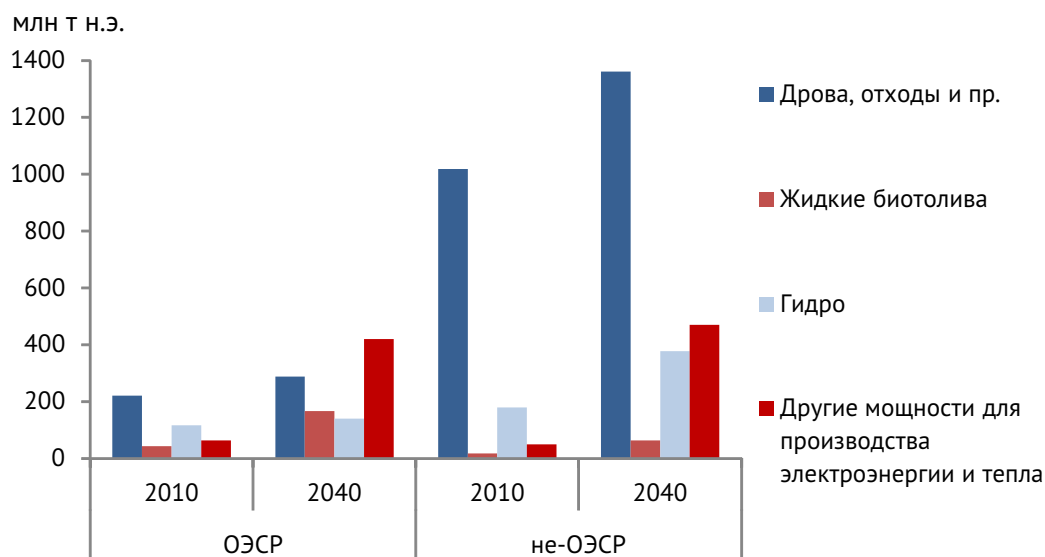
Рисунок 1.74 – Прогноз потребления ВИЭ по регионам мира



Источник: ИНЭИ РАН

В развитых странах потребление ВИЭ увеличится в период до 2040 года примерно на 130%, в особенности за счет новых возобновляемых источников (солнце, ветер и т.д.), у которых ожидается почти семикратный прирост (Рисунок 1.75). В развивающихся странах потребление ВИЭ вырастет на 80%, впечатляющий почти десятикратный рост также продемонстрируют новые ВИЭ, что позволит увеличить их долю в структуре потребления ВИЭ до 21%.

Рисунок 1.75 – Объем потребления ВИЭ по видам в ОЭСР и не-ОЭСР

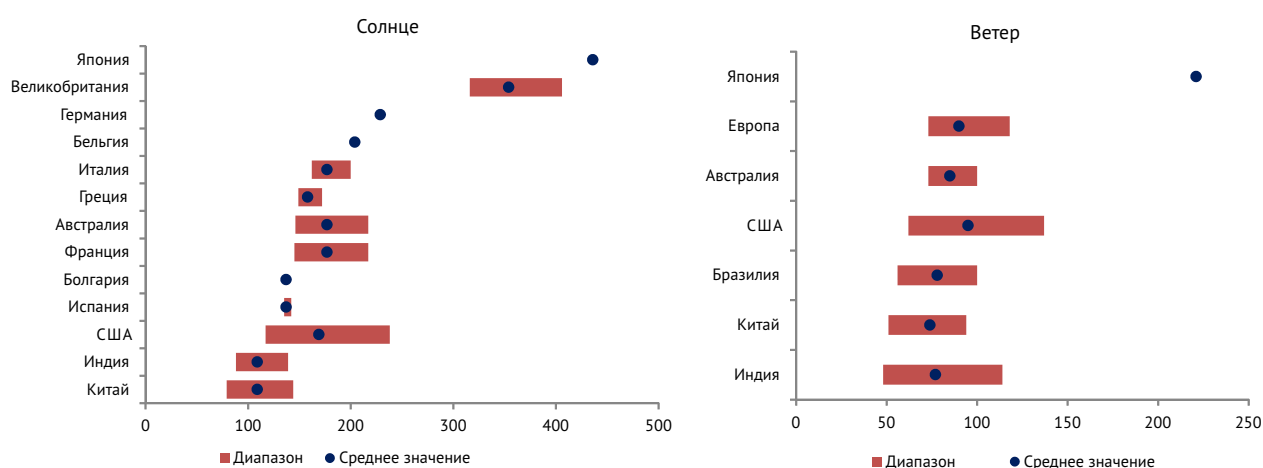


Источник: ИНЭИ РАН

Высокие темпы прироста производства ВИЭ во многом обусловлены значительной господдержкой. Она позволяет в ряде стран делать возобновляемую энергию привлекательной даже в тех случаях, когда исходные экономические показатели (без учета механизмов поддержки, налогообложения и т.д.) более чем на 50% хуже, чем при использовании ископаемых топлив²⁵. На рассматриваемом горизонте до 2040 года многие виды ВИЭ по-прежнему будут требовать такой поддержки, несмотря на ожидаемые технологические совершенствования.

При оценке экономической эффективности производства ВИЭ важно учитывать региональные особенности, которые вследствие природно-климатических условий (интенсивность солнечного излучения, сила ветра, состав почвы и др.), стоимости рабочей силы и материалов, возможности привлечения инвестиций и других факторов приводят к разным показателям привлекательности технологий (Рисунок 1.76). Хорошо видно, что наибольший разброс показателей отмечается при производстве электроэнергии на основе энергии солнца и главным образом определяется удаленностью стран от экватора.

Рисунок 1.76 – Удельные дисконтированные затраты производства электроэнергии на основе солнца и ветряных установок на суше, долл./МВт·ч



Источники: ИНЭИ РАН по данным Bloomberg New Energy Finance; WEC, World energy perspective – cost of energy technologies, 2013.

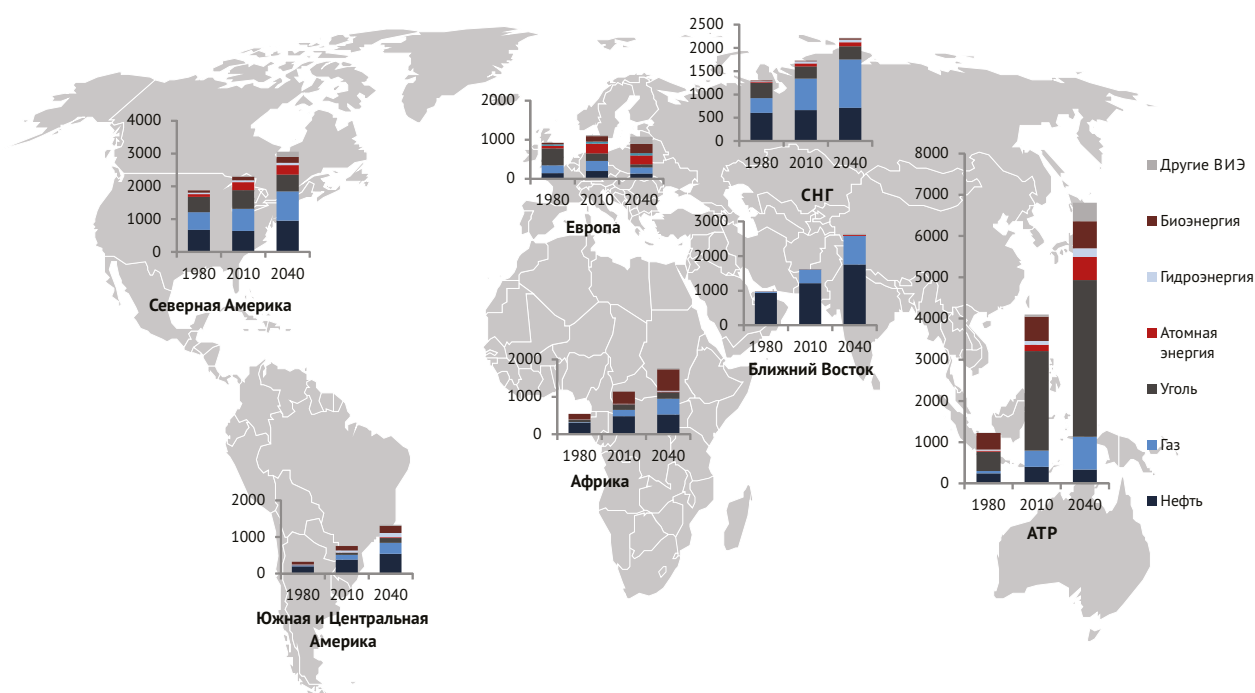
Быстрое наращивание использования новых ВИЭ в электроэнергетике ставит дополнительные задачи всему энергетическому сектору, связанные с необходимостью резервирования мощностей и аккумулирования для обеспечения гибкости работы энергосистемы. Помимо дневной неравномерности выработки электроэнергии на объектах ВИЭ, следует отметить и сезонную составляющую, проявляющуюся по причине изменения интенсивности солнечного излучения и силы ветра в разные периоды года. Из-за этого среднемесячные показатели использования мощностей могут отличаться в несколько раз. Фактически это устанавливает дополнительную скрытую инвестиционную надбавку для энергетического сектора, которую часто не учитывают при прямом сравнении затрат на производство электроэнергии из различных источников.

25 Более подробное описание приведено в Прогнозе развития энергетики мира и России до 2040 года под руководством Макарова А.А., Григорьева Л.М. М., 2013. С. 60-61.

Производство первичной энергии

В Базовом сценарии к 2040 году производство энергоресурсов в мире увеличится почти на 50%. Основной рост будет идти за счет развивающихся стран Азии, Южной и Центральной Америки, Африки и Ближнего Востока; единственный регион, который будет снижать производство первичной энергии – это Европа (Рисунок 1.77). За счет опережающего развития производства ВИЭ и атомной энергии, углеводороды будут постепенно снижать свое доминирующее положение в производстве первичной энергии.

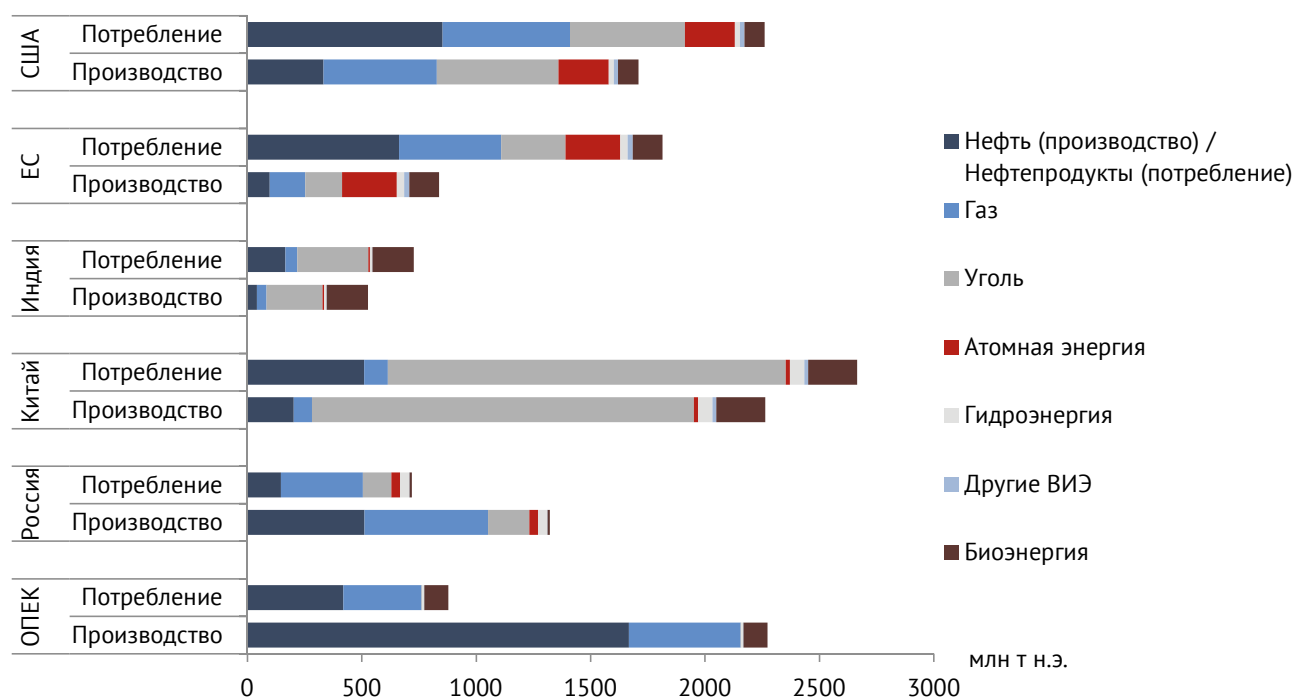
Рисунок 1.77 – Производство первичной энергии по регионам и видам топлива, Базовый сценарий, млн. т н.э.



Источник: ИНЭИ РАН

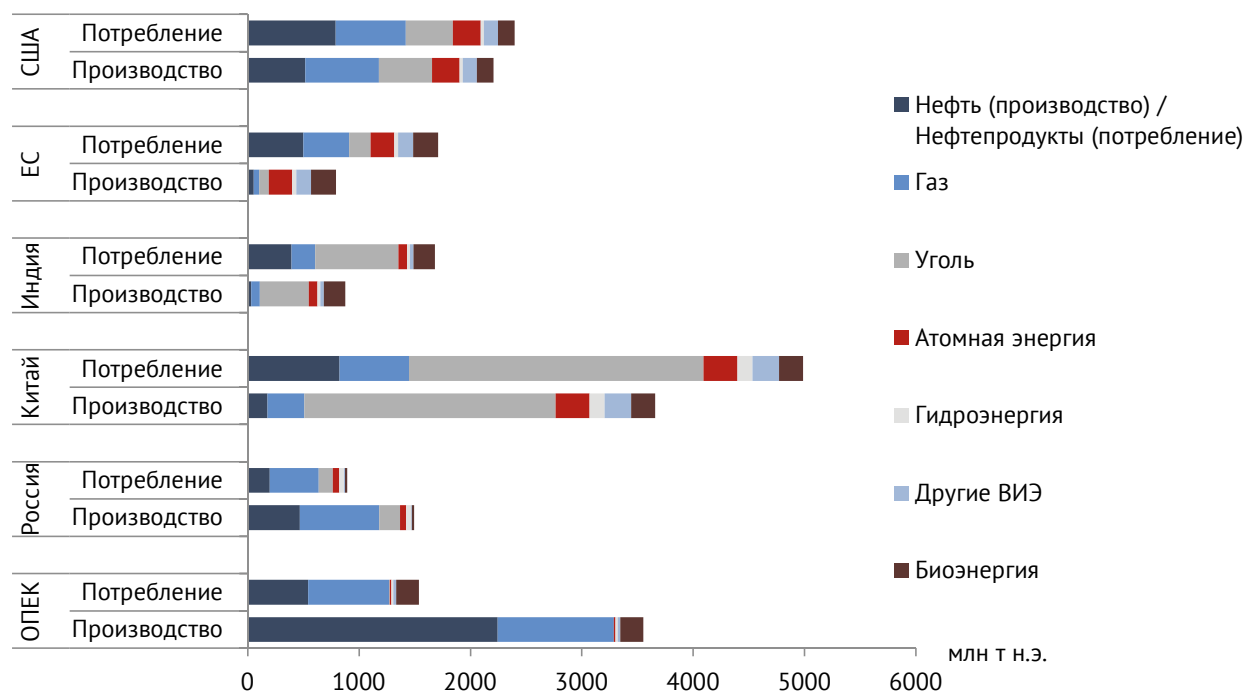
В 2010 году крупнейшим производителем первичной энергии в мире среди ключевых игроков являлся ОПЕК. При этом в 2010 году объемы производства первичной энергии в Китае практически достигли, а к 2040 году - превысят производство в ОПЕК. Таким образом, Китай станет крупнейшим как потребителем, так и производителем первичной энергии в мире. США сохранит второе место по объемам энергопотребления, к 2040 году оно составит 40% энергопотребления Китая. Самыми быстрыми темпами роста производства и потребления первичной энергии в прогнозный период будет характеризоваться Индия (рост в 1,7 и 2,3 раза соответственно). Наиболее диверсифицированной структурой производства и потребления энергоресурсов среди ведущих игроков энергетических рынков отличаются США и ЕС. Россия сохранит свои места по уровню производства и потребления первичной энергии (Рисунок 1.78 и Рисунок 1.79).

Рисунок 1.78 – Производство и потребление энергоресурсов в ключевых игроках энергетических рынков в 2010 году, Базовый сценарий



Источник: ИНЭИ РАН

Рисунок 1.79 – Производство и потребление энергоресурсов в ключевых игроках энергетических рынков в 2040 году, Базовый сценарий



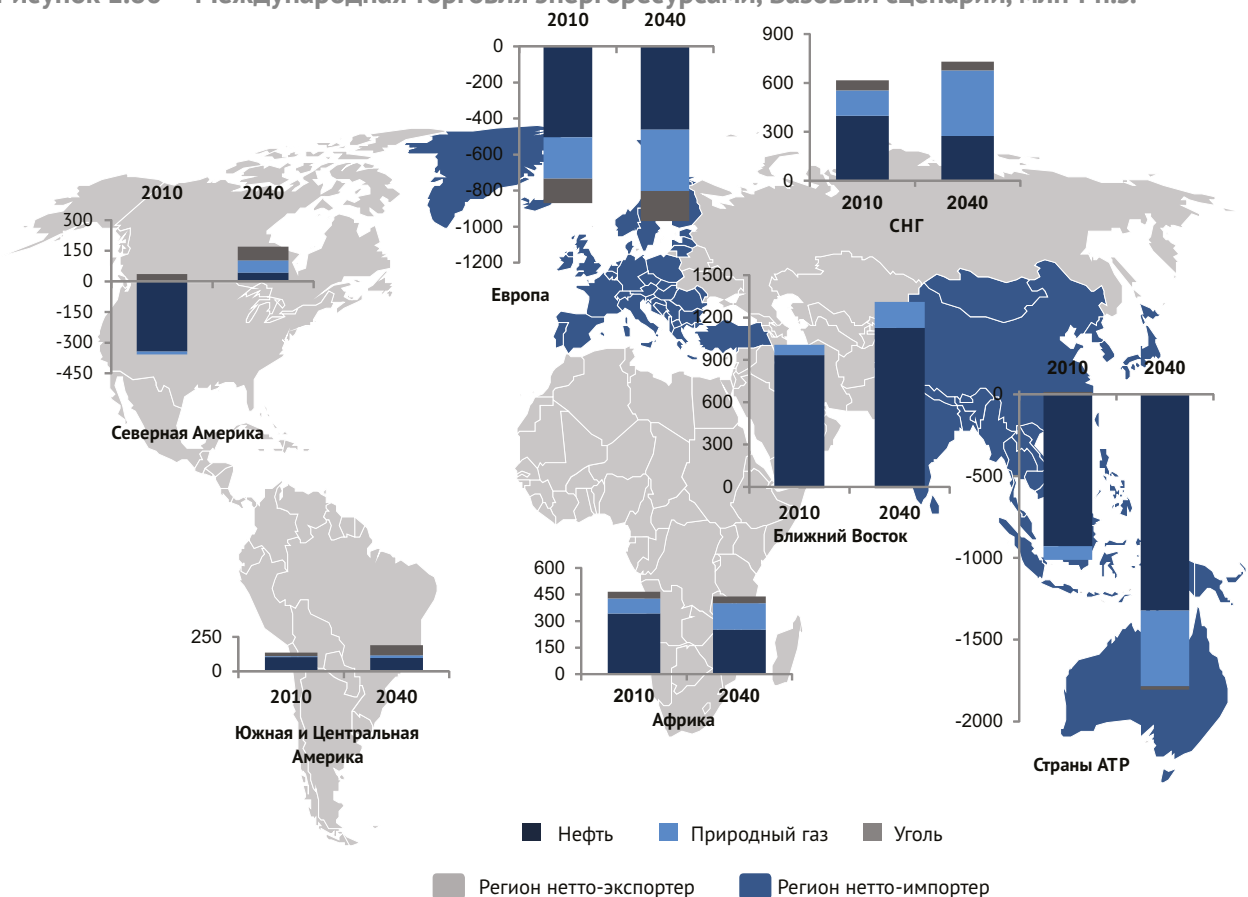
Источник: ИНЭИ РАН

Международная торговля

Мировой торговле энергоресурсами предстоят серьезные трансформации в период до 2040 года. Важнейшую роль в изменении направлений поставок сыграет растущая самообеспеченность Северной Америки благодаря производству нетрадиционных ресурсов нефти и газа. С другой стороны, быстрые темпы роста энергопотребления в развивающихся странах Азии потребуют существенного увеличения поставок в бассейн Тихого и Индийского океанов.

К 2040 году чистый импорт нефти и газа в Северную Америку сменится их экспортом. Импорт энергоресурсов в Европу незначительно увеличится (при снижении объемов импортируемой нефти и увеличении импортных поставок газа). Развивающиеся страны Азии будут в первую очередь высокими темпами наращивать импорт нефти (Рисунок 1.80). Регион СНГ к 2040 году незначительно снизит объем чистого экспорта нефти, но увеличит экспорт природного газа.

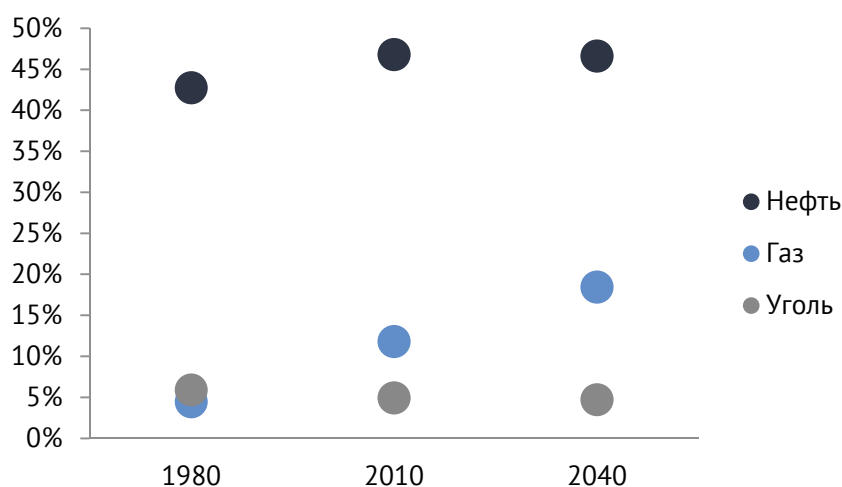
Рисунок 1.80 – Международная торговля энергоресурсами, Базовый сценарий, млн т н.э.



Источник: ИНЭИ РАН

При этом если доля международной торговли нефти в ее суммарном производстве за период с 2010 по 2040 год практически не изменится (46-47%), то доля международно торгуемого газа увеличится с 12 до 18% от его добычи (Рисунок 1.81).

Рисунок 1.81 – Доля межрегиональной торговли нефтью, газом и углем относительно мировой добычи в 1980, 2010 и 2040 годах, Базовый сценарий

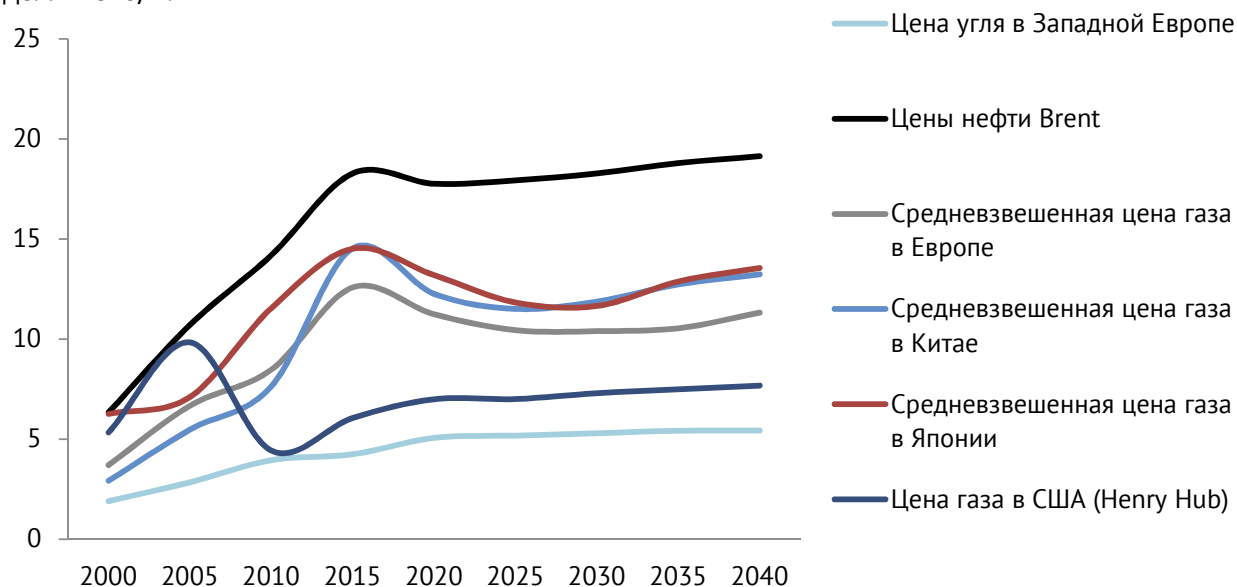


Источник: ИНЭИ РАН

Ценовые дифференциалы между отдельными видами ископаемого топлива останутся практически неизменными, хотя в период с 2005 по 2015 годы происходит наиболее сильное расхождение между ценами на газ в отдельных регионах.

Рисунок 1.82 – Цены на нефть, газ (по 3 регионам) и уголь, Базовый сценарий

долл. 2010/млн БТЕ



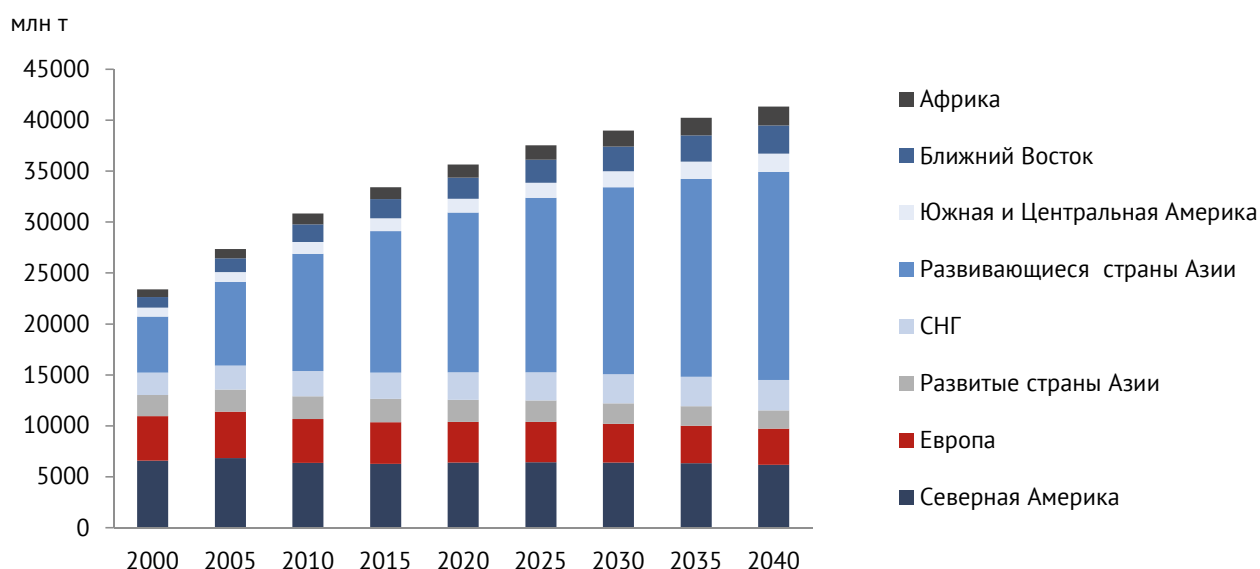
Источник: ИНЭИ РАН

Выбросы CO₂

Данные по выбросам парниковых газов, используемые в международной энергетической статистике и в данном Прогнозе, могут заметно отличаться от данных, предоставляемых Секретариатом Рамочной конвенции по изменению климата (РКИК) ООН²⁶.

Для мира в целом пик выбросов парниковых газов от сжигания ископаемого топлива до 2040 года не будет достигнут. Годовой объем выбросов по сравнению с текущим возрастет в 1,3 раза. В то же время, темпы прироста годовых выбросов сократятся. Так, если с 2011 по 2020 годы ожидается их рост на 12,9%, то с 2021 по 2030 год – уже на 8,1%, а с 2031 по 2040 год – на 5,4%.

Рисунок 1.83 – Динамика выбросов CO₂ по регионам



Источник: ИНЭИ РАН

Накопленные выбросы с 2000 по 2040 годы превысят 1,4 трлн тонн. При таком развитии событий стабилизация концентрации парниковых газов в атмосфере на уровне 450 частиц CO₂-эквивалента на миллион частиц воздуха, необходимая для обеспечения 50%-ой возможности не допустить потепления выше 2°C по сравнению с периодом до начала промышленной революции, невозможна. Более того, даже стабилизация на уровне 550 частиц на миллион, при которой вероятность того, что потепления более 2°C не произойдет, равна 25%, при реализации Базового сценария Прогноза-2014 едва ли достижима.

26 Данные РКИК ООН формируются на основе данных национальных кадастров парниковых газов, рассчитываемых национальными органами самостоятельно по утвержденной РКИК ООН методике. При этом в различных странах могут использоваться разные подходы к составлению энергетических балансов, разные версии руководства РКИК ООН (от 1996 или от 2006 года), разные коэффициенты для учета выбросов, производимых от сжигания ископаемого топлива. Эти и другие факторы, подробнее описанные в статистическом сборнике МЭА "CO₂ Emissions from Fuel Combustion (2013 edition)" (стр. I.4-I.5), требуют использования данных, скорректированных при помощи применения универсальной методики, как это сделано в настоящем Прогнозе.

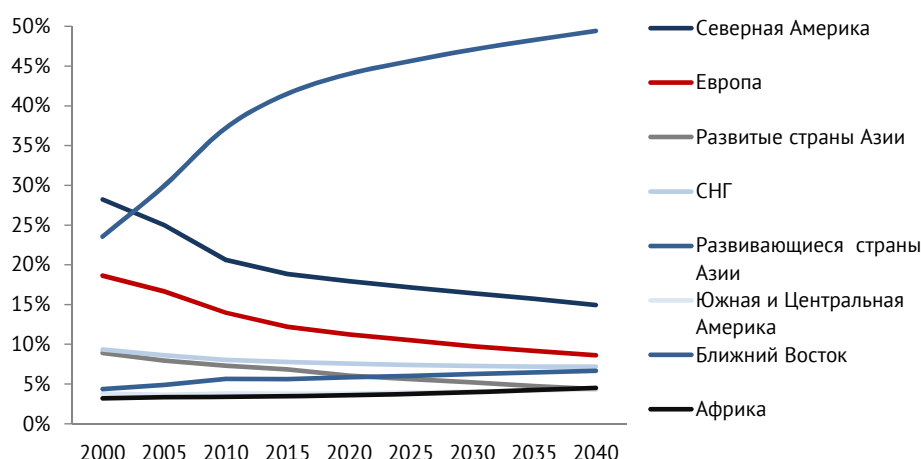
В данном прогнозе рассматриваются лишь выбросы парниковых газов от сжигания ископаемого топлива. Выбросы CO₂ в промышленных процессах и выбросы от землепользования, изменений землепользования и лесного хозяйства (LULUCF), не рассматриваются. Также не рассматриваются такие способы сокращения выбросов, как улавливание и захоронение угля (CCS). Для мира в целом мы ограничиваемся анализом выбросов CO₂. Таким образом, значения выбросов, представленные в прогнозе, не в полной мере сопоставимы с кадастрами выбросов, которые страны готовят в соответствии с Рамочной конвенцией ООН об изменении климата, а также с национальными планами государств по сокращению выбросов.

На страны ОЭСР к 2040 году будет приходиться лишь 28% всех выбросов от сжигания ископаемого топлива по сравнению с 40% в 2011 году. Пик выбросов будет достигнут ими к 2020 году, а далее начнется их постепенное сокращение. ЕС уже вышел на траекторию долгосрочного сокращения выбросов. Однако это сокращение будет достаточно плавным – к 2040 году выбросы сократятся лишь на 22% от текущего уровня. Ориентиром для текущих планов ЕС является 2020 год: к этому моменту предполагается сократить выбросы на 20% по сравнению с уровнем 1990 года. Выбросы углекислого газа от сжигания ископаемого топлива сократятся за этот период более чем на 17%, что с высокой вероятностью позволит выполнить поставленную на 2020 году задачу. При этом спрос на углеродные единицы на Европейском рынке торговли квотами на выбросы по мере приближения к 2020 году будет расти. Это приведет к повышению цен, которые в настоящий момент находятся на аномально низком уровне.

Развитые страны Азии выйдут на траекторию сокращения выбросов в ближайшие годы, в первую очередь за счет восстановления мощностей ядерной энергетики в Японии и их наращивания в Корее. Свою роль сыграет и развитие ВИЭ. В США ситуация сложнее. Произошедшее в результате начала интенсивной добычи сланцевого газа замещение угля газом в структуре потребления привело к сокращению выбросов уже на 10% с 2007 года. Этот потенциал сокращения, однако, уже исчерпан. Рост выбросов от сжигания ископаемого топлива в ближайшие годы возобновится, определяемый ростом потребления энергии. Пика выбросов удастся достичь лишь к 2023 году. К 2040 году выбросы от сжигания ископаемого топлива в США будут оставаться лишь на 13,3% ниже, чем в 2005 году. Амбициозные планы Б. Обамы сократить выбросы к 2020 году на 17%, а к 2050 году на 83% от уровня 2005 года, вероятно, нереализуемы. Общую картину может изменить лишь принятие жестких ограничений выбросов парниковых газов на национальном уровне, однако в ближайшем будущем такой ход событий маловероятен.

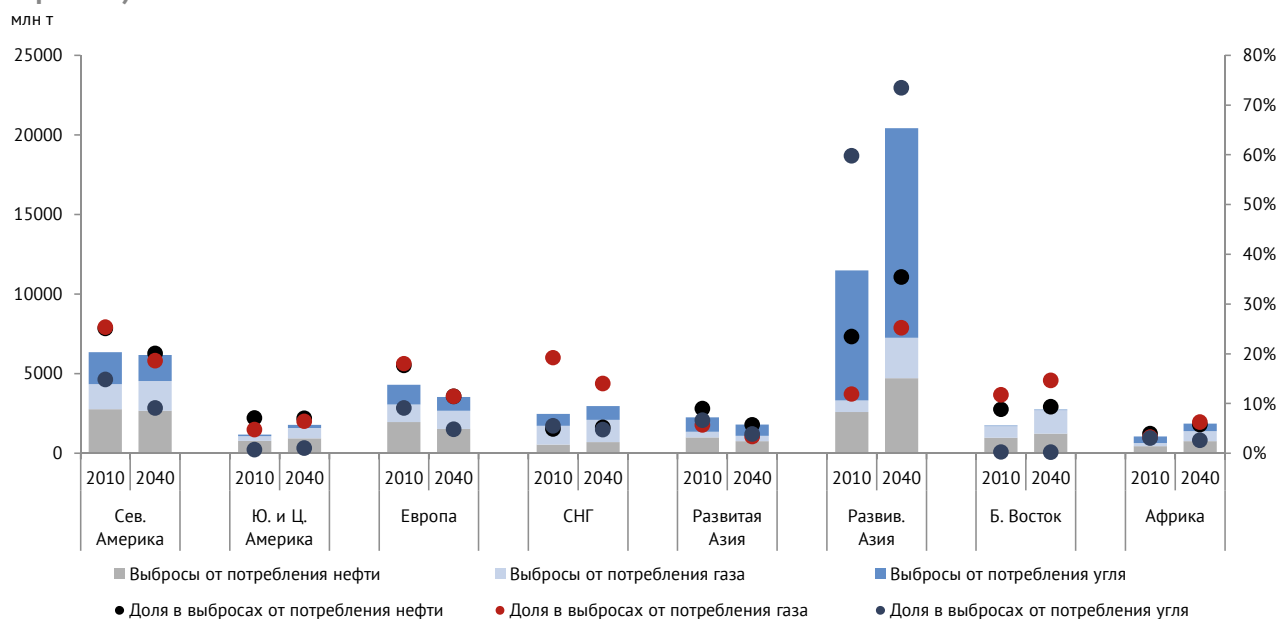
Возрастающая динамика выбросов в ближайшие десятилетия продолжит определяться преимущественно развивающимися странами Азии. Их доля в мировых выбросах превысит к 2040 году 49%, из которых 32% будет приходиться на Китай. Ежегодный прирост выбросов в одном лишь Китае в 2030-е годы будет более чем в 3 раза превышать сокращение выбросов во всех странах ОЭСР вместе взятых. Однако к концу 2030-х годов по ежегодному приросту выбросов в абсолютном выражении Китай будет занимать лишь второе место – после Индии. Последняя с долей 10,3% от мировых выбросов вплотную приблизится к США, располагающимся на второй строчке в списке стран-эмитентов. Кроме того, достаточно быстрый рост выбросов будут демонстрировать в ближайшие десятилетия беднейшие страны Африки и Азии, однако их доля в суммарных выбросах останется незначительной.

Рисунок 1.84 – Выбросы по регионам (процент от мирового)



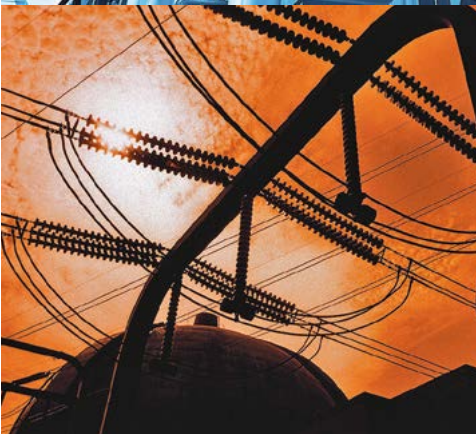
Источник: ИНЭИ РАН

Рисунок 1.85 – Структура выбросов по регионам по видам топлива (абсолютный объем и процент от мирового)



Источник: ИНЭИ РАН

В Прогнозе-2014 учтены лишь те планы государств по сокращению выбросов, которые законодательно утверждены к настоящему моменту. В будущем мы допускаем возможность интенсификации усилий ведущих государств по сокращению выбросов. Однако, даже если это произойдет (вероятность такого исхода возрастет в случае роста ущерба от изменений климата, например, в связи с увеличением частоты и интенсивности природных бедствий), то едва ли в ближайшее десятилетие.



Раздел 2 В ПОИСКАХ ГРАНИЦ

РАЗДЕЛ 2. В ПОИСКАХ ГРАНИЦ

В условиях нестабильности мировых энергетических рынков, крайне важным становится анализ потенциальных изменений, способных существенно повлиять на положение ключевых игроков и саму структуру рынков. В данном разделе рассматриваются возможные их существенные отклонения от Базового сценария, связанные со значимыми изменениями на стороне предложения и спроса на углеводороды. Задача этих сценариев – протестировать границы устойчивости рынков нефти, газа и угля, равно как и всей мировой энергетической системы.

Сценарий «Новые производители»

В последние годы все более популярными становятся предположения о скором резком падении цен на нефть под влиянием появления значительных объемов дополнительного предложения. В Прогнозе-2013 оценивалось потенциальное влияние технологического прорыва, обеспечивающего ускоренную разработку нефти сланцевых плеев, и было показано, что даже при условии быстрой апробации самых современных технологий, добычи «сланцевая революция» не сможет привести к долгосрочному падению цены на нефть ниже 90 – 95 долл. 2010/барр.

Прошедший год сформировал новые предпосылки для увеличения объемов предложения углеводородов при относительно невысоких издержках, что в перспективе может привести к снижению цен на нефть и газ. В сценарии «Новые производители» предполагаются максимально высокие (из реалистичных) объемы производства нефти и газа новыми игроками и оценивается влияние этого дополнительного предложения углеводородов на мировые энергетические рынки.

Нефть

В качестве главного драйвера, способного оказать существенное влияние на мировой нефтяной рынок, был определен значительный потенциал увеличения добычи нефти относительно нынешнего уровня и уровня, определенного в Базовом сценарии, в трех странах – в Бразилии, Ираке и Иране.

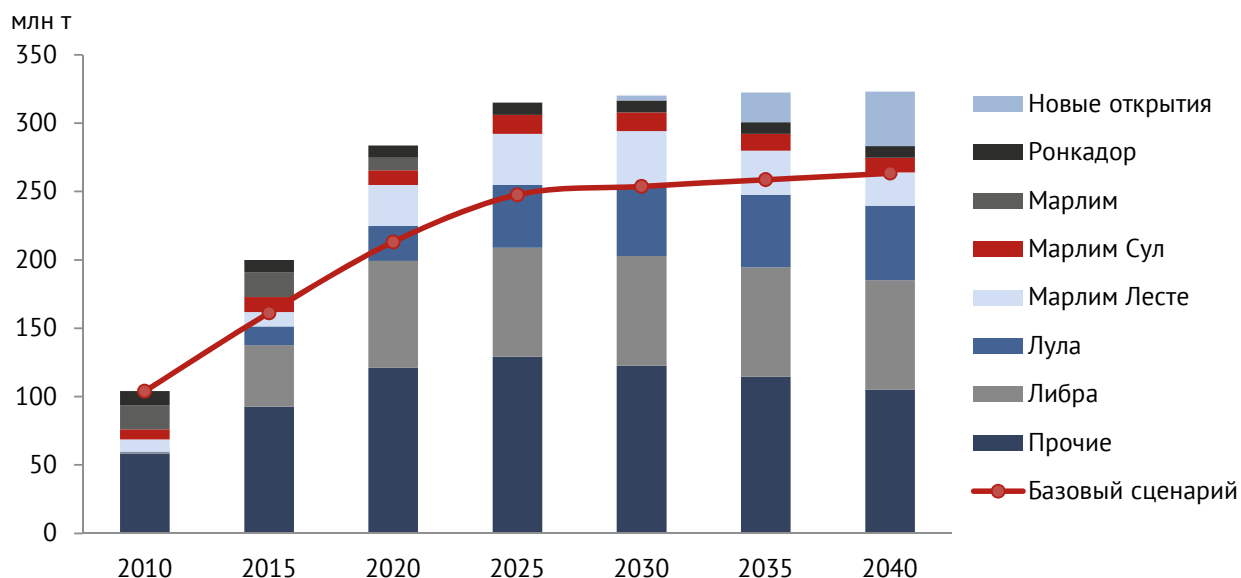
В прогнозном периоде не ожидается существенного прироста добычи в таком потенциально крупном производителе, как Венесуэла, – всего не более 20 млн т в Базовом сценарии и только при условии, что цены на нефть находятся в диапазоне выше 100 долл. 2010/барр. Это связано с высокими барьерами по входу на рынок страны зарубежных инновационных добывающих компаний и высокими затратами на добычу нефтей пояса Ориноко.

Промышленные объемы добычи нефтей арктического шельфа также не ожидаются в прогнозном периоде ввиду крайне высоких цен, необходимых при нынешнем уровне технологий для запуска этих проектов, – до 200 долл. 2010/барр.

В отличие от этого, добыча нефти в **Бразилии** к 2040 году, при условии ускоренного ввода в эксплуатацию ключевых месторождений страны, может достичь 320 млн т, что на 60 млн т выше, чем в Базовом сценарии (Рисунок 2.1). Основной прирост добычи нефти может быть обеспечен за

счет сверхглубоководных месторождений нефтегазоносных бассейнов Сантос и Кампос. При этом уже после 2030 года всего два месторождения бассейна Сантос: Лула (Тупи) и Либра – смогут обеспечивать более 40% всей добычи нефти в стране.

Рисунок 2.1 – Добыча нефти в Бразилии, Базовый сценарий и сценарий «Новые производители»



Источник: ИНЭИ РАН

Немаловажен и тот факт, что бразильские офшорные месторождения достаточно дешевы. Так, Goldman Sachs¹ оценивает цены безубыточно-сти для всех новых месторождений бассейна Сантос в пределах до 50 долл. 2010/барр., что делает бразильскую нефть едва ли не одной из самых конкурентоспособных на мировом рынке.

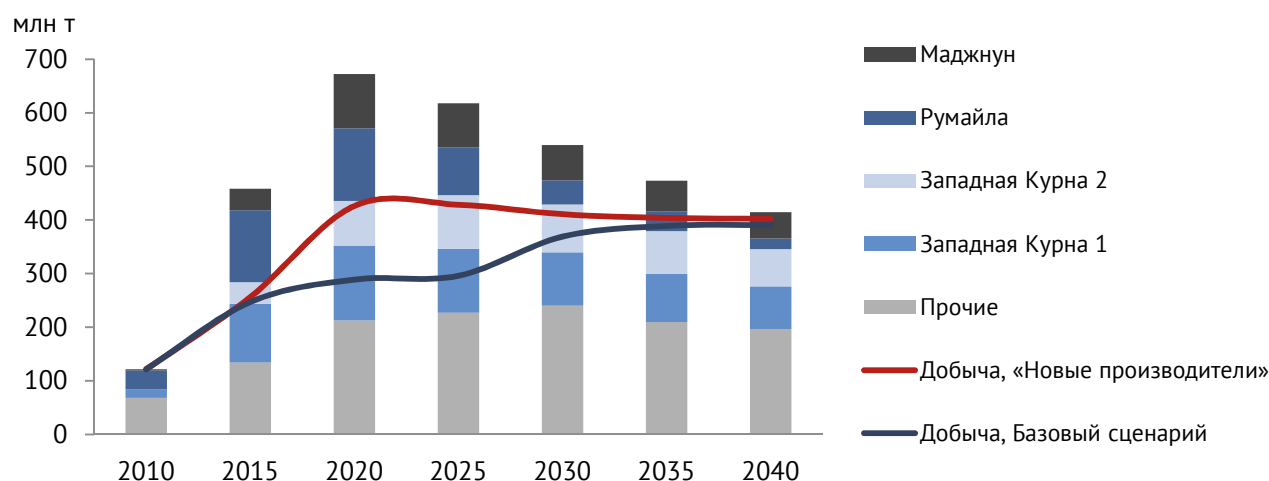
Существенный прирост добычи по сравнению с Базовым сценарием может быть обеспечен в **Ираке**, при условии стабилизации конфликта между собственно Ираком и Северным Курдистаном. Важно, что Ирак может значительно нарастить добычу не в отдаленном будущем, а уже в ближайшие 5–6 лет. Так, с точки зрения разведанных запасов, потенциальная добыча нефти в Ираке может достичь 670 млн т к 2020 году с дальнейшим снижением до 415 млн т к 2040 году (Рисунок 2.2).

Тем не менее, даже в сценарии «Новые производители» потенциал Ирака до конца не раскрывается, причиной тому – относительно высокие затраты на добычу на новых проектах (от 70 до 90 долл. 2010г./барр.). В сценарии «Новые производители» добыча нефти в Ираке достигает 425 млн т к 2020 году и затем плавно снижается до 405 млн т к 2040 году при сохранении значительного объема свободных добычных мощностей. Эти свободные мощности в период с 2015 по 2035 годы могут сделать Ирак вторым «свинговым производителем» в ОПЕК после Саудовской Аравии со свободными добычными мощностями от 70 до 245 млн т в год², что помимо кратного роста доходов от экспорта может обеспечить Ираку дополнительный вес на геополитической арене.

1 Goldman Sachs – 330 projects to change the World, 2011.

2 Текущие свободные мощности ОПЕК оцениваются в 400 млн т.

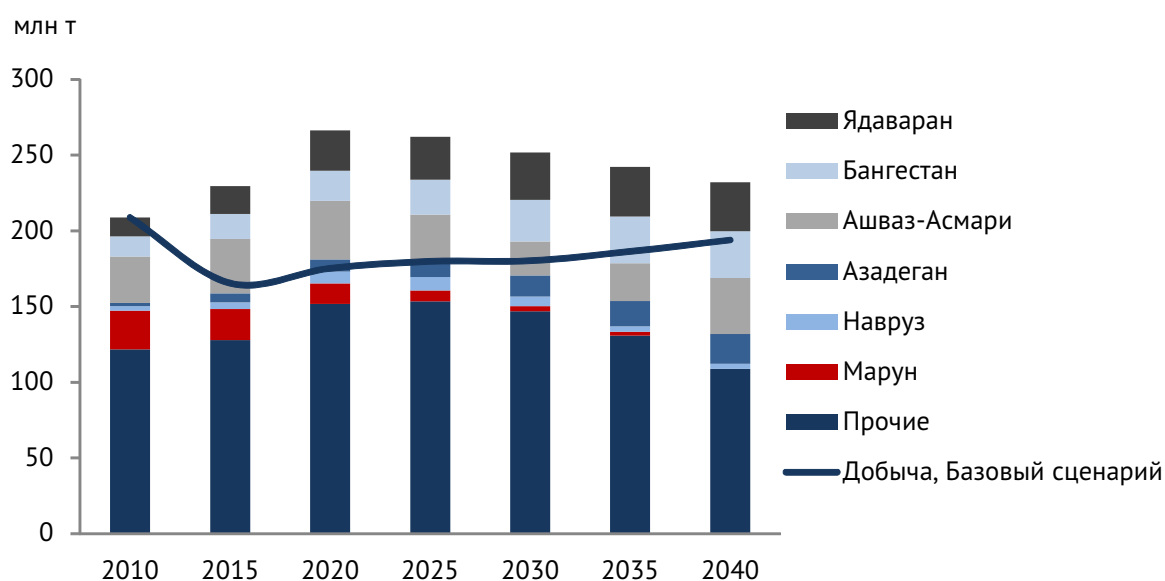
Рисунок 2.2 – Теоретический потенциал добычи нефти в Ираке и прогнозируемая добыча в Базовом сценарии и сценарии «Новые производители»



Источник: составлено ИНЭИ РАН на основе данных MEED Projects

Третий производитель со значительным потенциалом по увеличению добычи в ближайшие несколько лет – **Иран**. В случае снятия экономических санкций со страны в ближайшее время, добыча нефти может увеличиться до 265 млн т к 2020 году с дальнейшим снижением до 230 млн т к 2040 году (Рисунок 2.3). Важно отметить, что в значительной мере прирост добычи в Иране будет обеспечиваться за счет разработки нефтегазовых месторождений, а экономика газовой отрасли Ирана во многом будет определять потенциал прироста производства газового конденсата.

Рисунок 2.3 – Добыча нефти в Иране, Базовый сценарий и сценарий «Новые производители»



Источник: ИНЭИ РАН

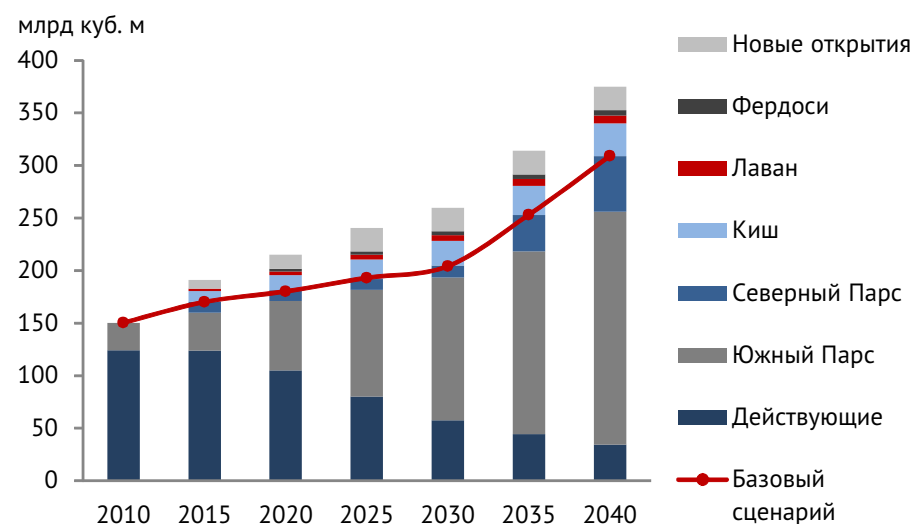
Газ

На мировом газовом рынке на сегодняшний день также есть ряд производителей, которые обладают существенным потенциалом увеличения добычи природного газа. Среди них стоит особо выделить Иран, Катар, Австралию, страны Восточной и Южной Африки³ и Туркменистан. США, Ирак и Аргентина также обладают значительным потенциалом роста, но он практически полностью реализуется в Базовом сценарии и потому в сценарии «Новые производители» эти страны не рассматриваются.

Наиболее существенный вклад в увеличение предложения природного газа в мире может оказать **Иран**, потенциал которого, благодаря открытию месторождения Южный Парс, очень велик (запасы месторождения составляют примерно 5% общемировых). Однако экономические санкции в отношении Ирана, введенные ООН и ведущими странами Запада, сдерживают развитие газовой отрасли страны. То, как скоро с Ирана будут сняты ограничения на экспорт продукции, а также обеспечена возможность привлечения в отрасль иностранных компаний с высоким технологическим, управленческим и финансовым капиталом, станет ключевыми факторами, влияющими на динамику добычи природного газа в прогнозном периоде. В наиболее благоприятном варианте в период с 2010 по 2040 год производство газа в Иране может увеличиться практически в 2,5 раза, достигнув отметки в 370 млрд куб. м, что на 60 млрд куб. м выше, чем в Базовом сценарии (Рисунок 2.4). Основной прирост добычи, как уже отмечалось, может быть достигнут за счет использования потенциала месторождения Южный Парс, которое уже к 2030 году может обеспечить более половины всего добываемого газа страны.

Немаловажно и то, что цена безубыточности новых месторождений Ирана находится ниже отметки в 50 долл. 2010/тыс. куб. м, что вкупе с выгодным географическим положением страны делает газ с этих проектов высококонкурентным как на европейском, так и на азиатском рынке.

Рисунок 2.4 – Добыча природного газа в Иране в Базовом сценарии и в сценарии «Новые производители»

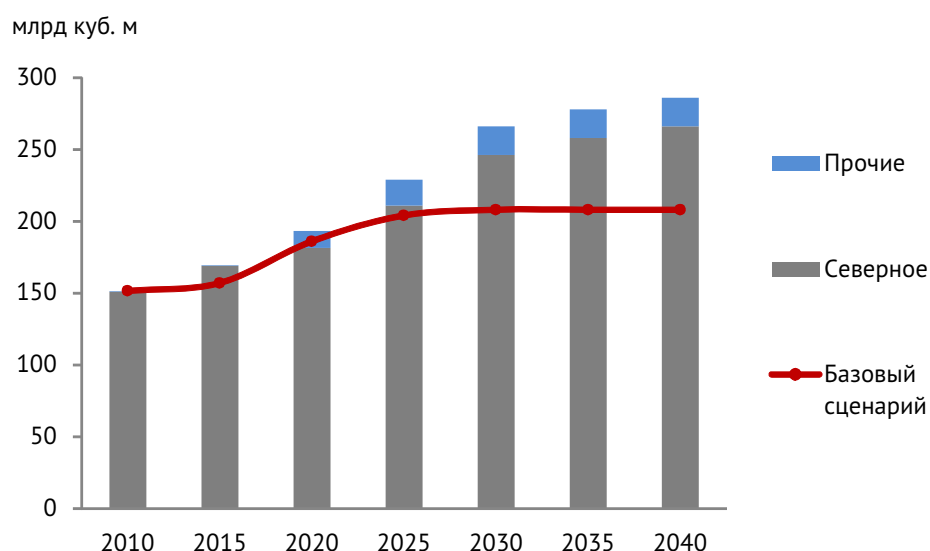


Источник: ИНЭИ РАН

3 К странам Восточной и Южной Африки обычно относят Мозамбик, Танзанию, ЮАР, Кению, Кот-д'Ивуар, Уганду и Мадагаскар.

Катар также имеет более высокий потенциал добычи по сравнению с оценкой Базового сценария. Рост производства природного газа в этой стране может существенно ускориться в случае снятия моратория на запуск новых проектов на месторождении Северное, которое является крупнейшим в мире и обеспечивает практически всю добычу газа Катара. К тому же есть серьезные основания предполагать, что к 2020 году будут открыты новые месторождения, особые надежды связываются с формацией Кнуфф. В целом добыча природного газа в Катаре может превысить к 2040 году 285 млрд куб. м, что выше уровня Базового сценария на 75 млрд куб. м (Рисунок 2.5). Следует отметить, что цена безубыточности месторождений Катара находится в среднем на уровне 45 долл./тыс. куб. м, что даже с учетом сжижения и транспорта делает катарский газ одним из наиболее конкурентоспособных источников поставок.

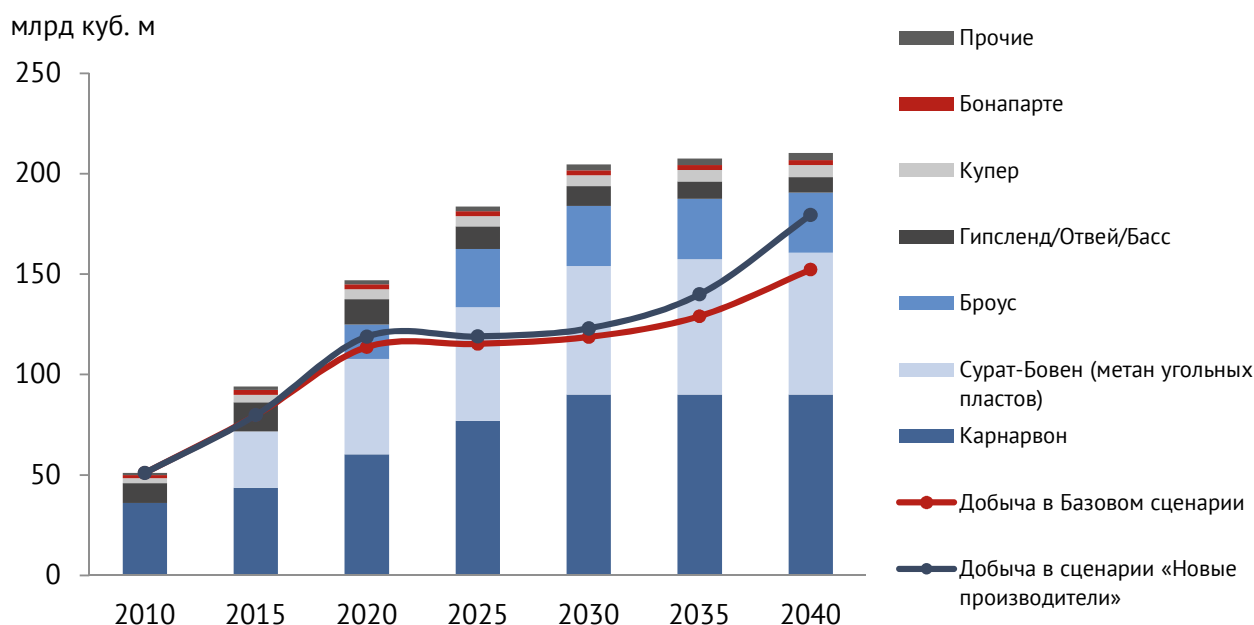
Рисунок 2.5 – Добыча природного газа в Катаре в Базовом сценарии и сценарии «Новые производители»



Источник: ИНЭИ РАН

Хорошие перспективы по увеличению производства газа имеет **Австралия**. На сегодняшний день практически вся ее добыча приходится на шельфовое месторождение северо-западного побережья страны Карнарвон. По мере ввода в эксплуатацию и выхода на проектную мощность других шельфовых месторождений, а также начала извлечения метана угольных пластов в бассейне Сурат-Бовен, добыча газа в Австралии может превысить отметку 175 млрд куб. м уже к 2030 году, в последующем стабилизировавшись примерно на этом уровне и превысив таким образом прогноз Базового сценария на 25 млрд куб. м. Однако надо обратить внимание, что большинство австралийских проектов (см. Рисунок 2.6) ориентированы на экспорт в форме СПГ, а с учетом сжижения и транспортировки цена безубыточности будет варьироваться от 290 до 400 долл. 2010/тыс. куб. м, что обуславливает необходимость сохранения высоких цен на целевом для Австралии азиатском газовом рынке для обеспечения окупаемости проектов.

Рисунок 2.6 – Теоретический потенциал добычи природного газа в Австралии и прогнозируемая добыча в Базовом сценарии и сценарии «Новые производители»



Источник: ИНЭИ РАН

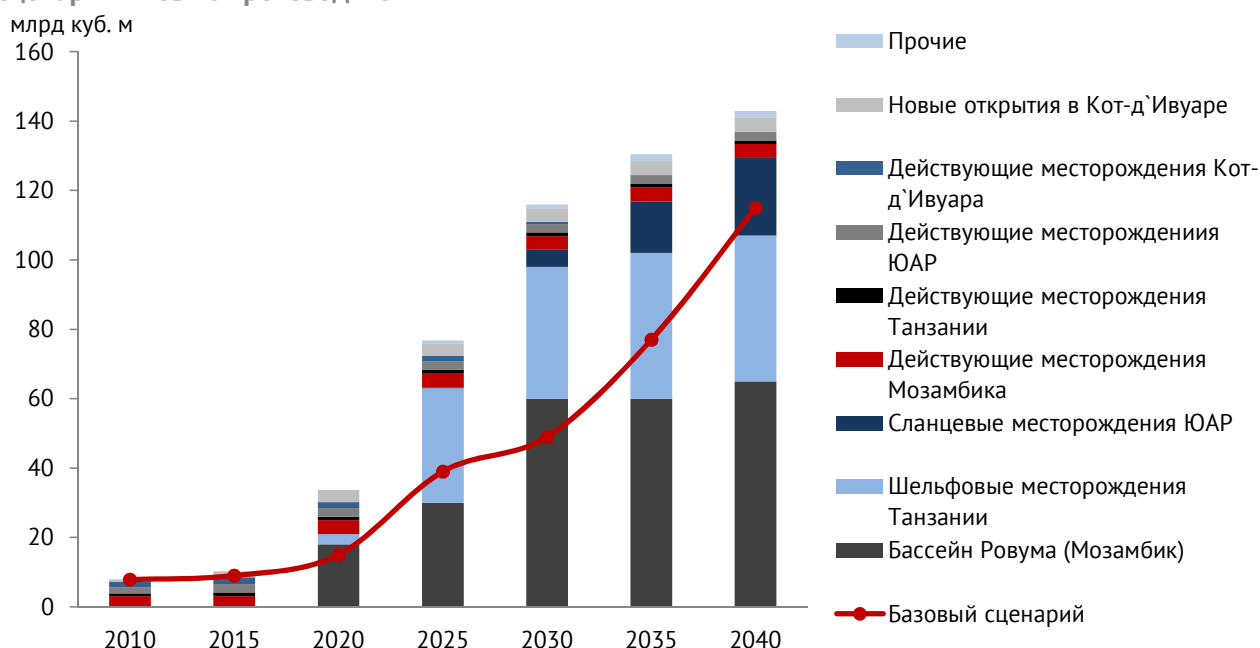
Новым важным регионом газодобычи в мире может стать **Восточная и Южная Африка**. Если по состоянию на 2010 год общее производство газа странами региона составляло всего чуть более 7 млрд куб. м, что не играло в мировом совокупном предложении практически никакой роли, то при благоприятных обстоятельствах к 2040 году совокупная добыча может превысить 130 млрд куб. м (Рисунок 2.7). Основной вклад в этот рост должны внести месторождения бассейна Ровума в Мозамбике, а также шельфовые месторождения Танзании и сланцевые месторождения ЮАР. В совокупности они могут составить к 2040 году около 95% добычи региона.

Газовые проекты Мозамбика и Танзании ввиду низкого внутреннего спроса ориентированы прежде всего на экспорт в виде СПГ на азиатский рынок, который на сегодняшний день обеспечивает производителям ценовую премию. Заявлялось, что первые объемы СПГ из этих стран могут поступить на рынок уже в 2018 году, хотя учитывая раннюю стадию формирования необходимой для реализации проектов регуляторной среды в странах региона, это представляется малореалистичным. В связи с тем, что на азиатский рынок нацелены также новые проекты по производству СПГ Катара и Австралии, которые также рассчитывают существенно нарастить объемы экспорта, Мозамбику и Танзании придется столкнуться с высокой конкуренцией на этом рынке. Учитывая, что цена безубыточности шельфовых проектов этих двух восточноафриканских стран довольно высока и находится в широком диапазоне от 120 до 370 долл. 2010/тыс. куб. м, достижение потенциальных объемов газодобычи станет непростой задачей. Нельзя сбрасывать со счетов и политические риски: несмотря на то, что на данный момент ситуация в этих странах

стабильна, высокий уровень инфляции и безработицы может стать причиной социальных потрясений в будущем, в особенности после 2017 года, когда в Мозамбике и Танзании начнется новый политический цикл и пройдут выборы.

Цена безубыточности сланцевых проектов ЮАР колеблется от 230 до 330 долл. 2010/тыс. куб. м, однако они ориентированы на внутренний рынок, спрос на котором довольно высокий, что повышает шансы страны на достижение потенциально возможных объемов добычи. Препятствием же на пути к этому могут стать технологические и экологические сложности, которые могут возникнуть в ходе реализации проектов по добыче сланцевого газа.

Рисунок 2.7 – Добыча природного газа в Восточной и Южной Африке в Базовом сценарии и в сценарии «Новые производители»



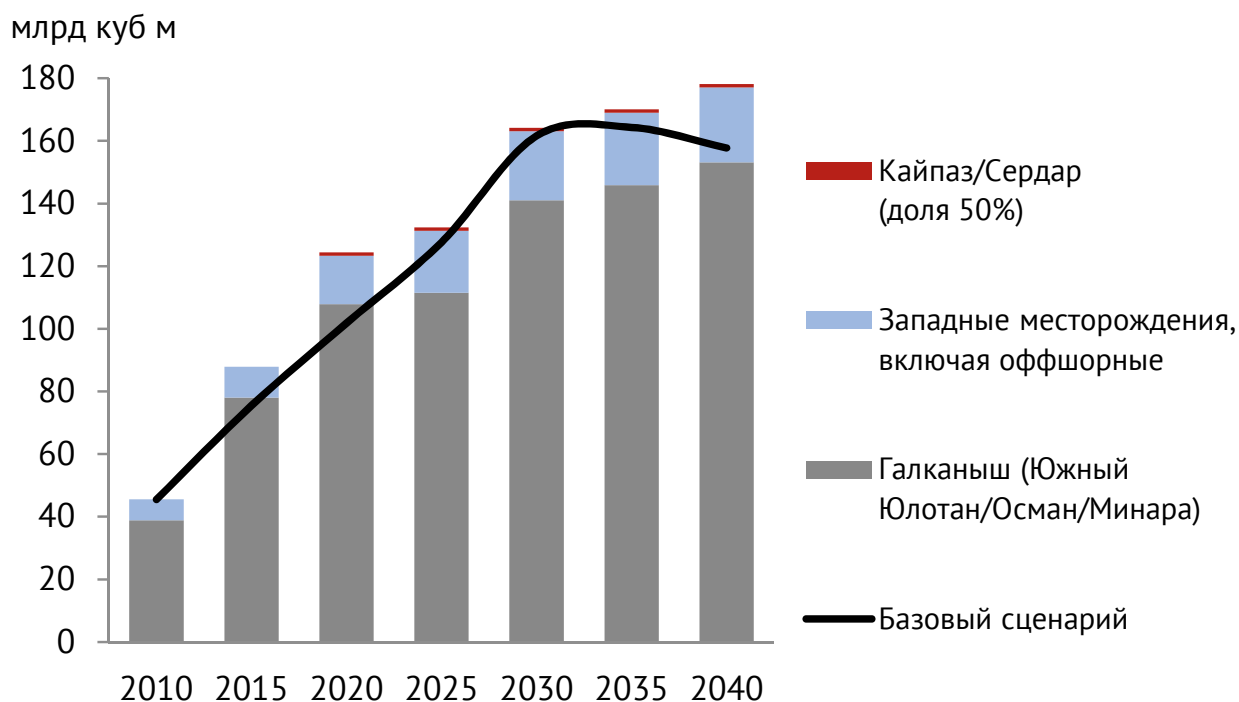
Источник: ИНЭИ РАН

Существенный прирост добычи природного газа в период с 2010 по 2040 год может быть достигнут в **Туркменистане**. Основные надежды этой страны связаны с группой месторождений Южный Иолотань, Осман, Минара, которые для более эффективного использования в соответствии с постановлением президента страны от 18 ноября 2011 года были объединены в одно сверхгигантское месторождение Галканыш. Согласно аудиту британской компании Gaffney, Cline & Associates начальные геологические запасы газа этого месторождения составляют более 26 трлн куб. м, а в перспективе по мере более детального изучения зоны залегания пластов оценка может быть даже скорректирована в сторону повышения. При подтверждении озвученных цифр, месторождение Галканыш станет вторым в мире по объемам запасов сразу после разрабатываемого совместно Ираном и Катаром месторождения

Южный парс/Северное. Кроме того, Туркменистан обладает хорошим потенциалом по увеличению добычи газа на шельфе западной части страны, разработка которого уже находится в активной фазе.

В сценарии «Новые производители» Туркменистан за счет более интенсивной разработки месторождения Галканыш может обеспечить рост производства газа в стране до 177 млрд куб. м к 2040 году, что выше значения Базового сценария на 20 млрд куб. м (Рисунок 2.8).

Рисунок 2.8 – Потенциал добычи природного газа в Туркменистане в 2010-2040 годах



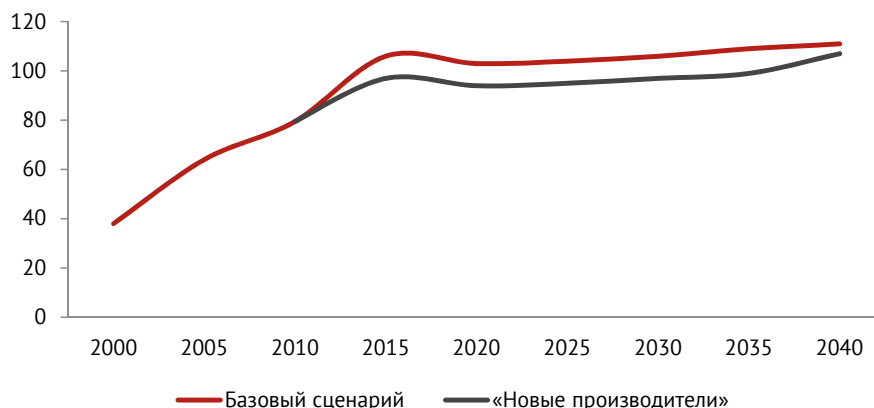
Источник: ИНЭИ РАН

Влияние на цены

Прирост добычи относительно дешевой нефти с месторождений Бразилии, Ирака и Ирана снизит цены нефти относительно Базового сценария в период с 2015 по 2035 годы примерно на 10% (на 9-10 долл. 2010/барр.), а к 2040 году, по мере снижения объемов добычи в этих странах, цены восстановятся почти до уровня Базового сценария, оказавшись ниже всего на 4 долл. 2010/барр. (Рисунок 2.9).

Рисунок 2.9 – Равновесные цены на нефть, сценарий «Новые производители»

долл. 2010/барр.

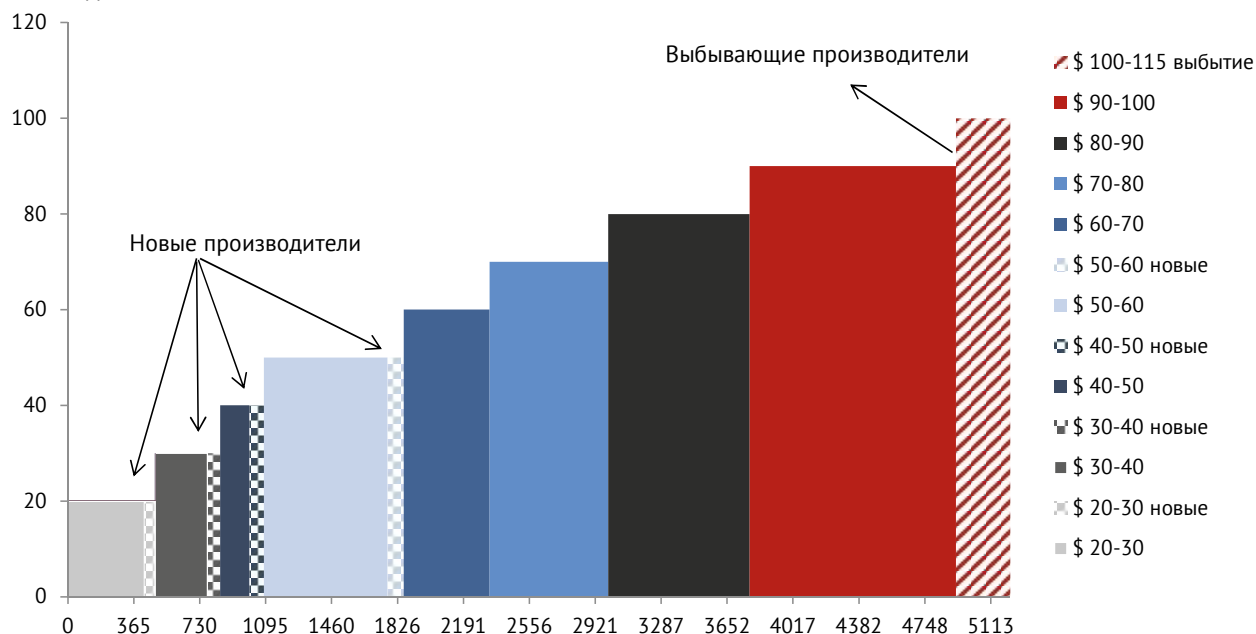


Источник: ИНЭИ РАН

Важно отметить при этом, что ни одна из этих стран, а также все они вместе не смогут обеспечить обвального падения цен на нефть до уровня 50-60 долл. 2010/барр. в среднегодовых значениях. Суммарный прирост добычи с затратами в диапазоне от 20 до 60 долл. 2010/барр. со стороны трех рассматриваемых производителей фактически расширит кривую предложения в ее начальном отрезке и вытеснит только часть производителей с замыкающими издержками, однако не сможет заместить достаточные объемы нефти для того, чтобы серьезно снизить цены (Рисунок 2.10).

Рисунок 2.10 – Изменения в кривой предложения на нефть в 2020 году в случае реализации сценария «Новые производители»

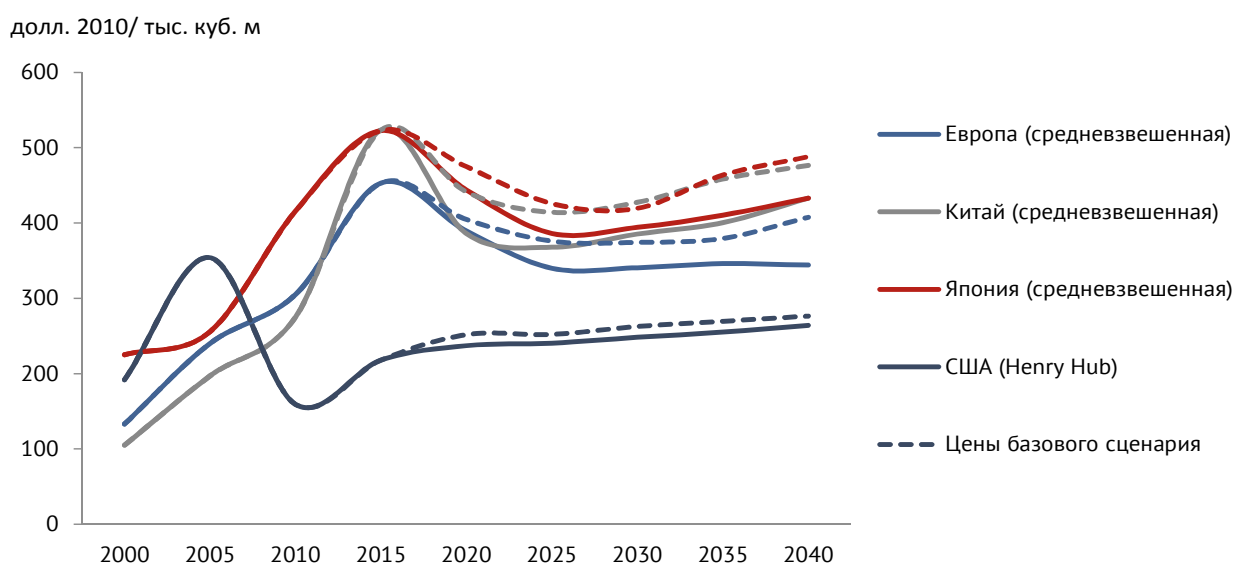
долл./барр.



Источник: ИНЭИ РАН

На газовом рынке ситуация отчасти схожая – обвала цен не происходит (Рисунок 2.11), хотя на цены газа в данном сценарии оказывается одновременное давление как со стороны конкуренции «газ-газ», так и через формулы привязки к нефтяным ценам. Однако воздействие сильно различается по региональным рынкам: если рынок Северной Америки практически не почувствует никаких изменений, то в АТР и Китае разница с ценами Базового прогноза составит 9-13%, а вот на Европейском рынке эффект будет наиболее ощутимым – снижение цен на 20% по сравнению с Базовым сценарием.

Рисунок 2.11 – Равновесные цены на газ, сценарий «Новые производители»



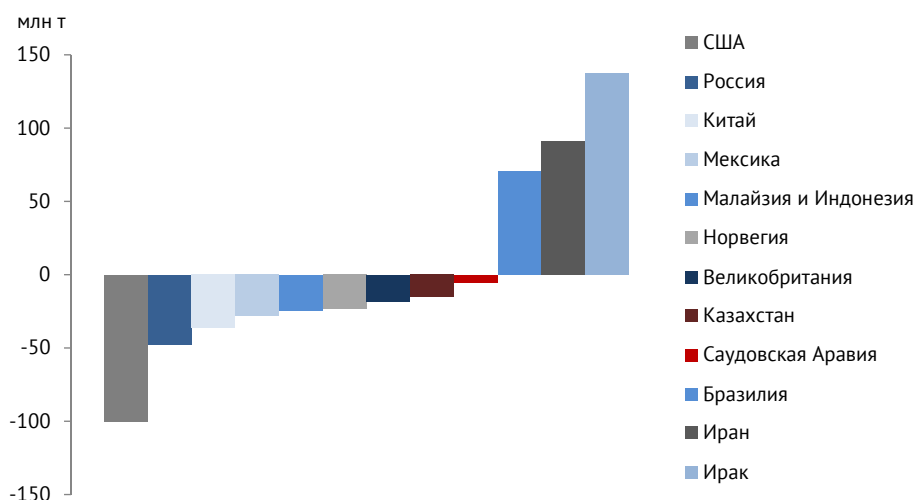
Источник: ИНЭИ РАН

При этом аналогично нефтяному рынку, увеличение добычи новых производителей выдавливает с рынка наиболее дорогостоящее предложение традиционных поставщиков – поэтому к 2040 году потери от данного сценария будут делить между собой Северная Америка (-57 млрд куб. м, из них 45 млрд куб. м - добыча в США), страны СНГ (-87 млрд куб. м, из них около 70 млрд куб. м российского газа) и Австралия (-10 млрд куб. м), а основной выигрыш при этом получит Иран (+120 млрд куб. м).

Влияние на основных игроков

Наибольшее влияние на других участников рынка увеличение добычи нефти в Бразилии, Иране и Ираке окажет в краткосрочной перспективе до 2020 года. Рост добычи этих производителей на 300 млн т по сравнению с Базовым сценарием в 2020 году приведет к соразмерному снижению добычи в десяти крупных странах-производителях: США, России, Китае, Мексике, Малайзии, Индонезии, Норвегии, Великобритании, Казахстане и Саудовской Аравии (Рисунок 2.12). Причем половина падения добычи придется на Россию, как на производителя с замыкающими издержками в отрасли (-47 млн т) и на США (-100 млн т), как на производителя, чей уровень добычи во многом зависит от скорейшего ввода сланцевых проектов.

Рисунок 2.12 – Изменение добычи нефти в 2020 году в крупнейших странах-производителях в сценарии «Новые производители» по сравнению с Базовым сценарием



Источник: ИНЭИ РАН

Прогнозируемое в сценарии «Новые производители» снижение добычи нефти в США почти полностью придется на нефть сланцевых плеев (-75 млн т), что вызвано высокой чувствительностью сланцевых проектов к изменениям цены нефти.

Высокая чувствительность добычи нефти сланцевых плеев к изменениям в ценах нефти обуславливается технологическим процессом добычи – необходимостью постоянно увеличивать объёмы бурения, что и является наиболее затратной частью всего процесса добычи. Фактически, в случае, если цены на нефть начинают снижаться, компания-производитель сланцевой нефти в короткие сроки может «докачать» нефть из пробуренных скважин, не начиная новых буровых работ в ожидании благоприятной ценовой конъюнктуры. Таким образом, для компаний с лицензионными участками с низким содержанием нефти и относительно высокими затратами на добычу⁴, снижение цены нефти на 9 долл./барр. является ощутимым и приводит к снижению объемов бурения, что ведет в свою очередь к снижению добычи нефти в США.

После 2020 года, когда «новые производители» станут приближаться к пикам своей добычи, ситуация стабилизируется - к 2040 году дополнительный прирост добычи по сравнению с Базовым сценарием сократится до 100 млн т.

При реализации сценария «Новые производители» в первую очередь выигрывают страны-импортеры нефти ввиду снижения расходов на ее закупку, а также производители с относительно низкими издержками на добычу, то есть те самые «новые производители». В проигрыше оказываются производители с высокими затратами, в частности - производители

4 Затраты на добычу нефти сланцевых плеев лежат в диапазоне от 55 до 110 долл./барр.

в странах СНГ, в АТР и в Европе. Кроме того, этот сценарий снижает самообеспеченность США нефтяными ресурсами и уменьшает их влияние на мировом нефтяном рынке.

Вероятность реализации сценария «Новые производители» во многом зависит от того, как поведут себя в ближайшее время ключевые игроки мирового рынка углеводородов: США, Саудовская Аравия и Китай.

США, которые пострадают от последствий сценария «Новые производители» сильнее остальных игроков, могут попробовать повлиять на позиции новых игроков за счет увеличения собственной добычи, возможно даже в убыток, лишь бы не пустить на рынок новую нефть с Ближнего Востока и Бразилии. Важно понимать, что теоретически США могут пойти на такой, противоречащий «рыночным» принципам шаг, однако основной прирост добычи США могут обеспечить себе в основном на сланцевых месторождениях и на шельфе Мексиканского залива. Бурное развитие добычи на шельфе и сланцевых полях может вызвать протесты экологических и общественных организаций, а также кратковременно обрушить нефтяные цены до достаточно низкого уровня, что приведет к снижению доходов американских компаний.

Важно для реализации сценария «Новые производители» и поведение Саудовской Аравии. Ключевой член ОПЕК может не дать войти на рынок новым нефтяным объемам за счет резкого наращивания собственной добычи. Безусловно, такое поведение крайне негативно скажется на взаимоотношениях между Саудовской Аравией и другими членами нефтяного картеля. По нашему мнению, интервенция на рынок объемов нефти из свободных добычных мощностей Саудовской Аравии маловероятна – теряет она в собственных доходах и объемах экспорта крайне мало, по сравнению с другими производителями, поэтому ссориться с партнерами по ОПЕК рыночных причин нет, однако вполне возможно, что на Саудовскую Аравию окажут давление США, вынудив ее увеличить предложение на рынке, блокируя путь для нефти Ирана и Ирака.

Не меньше, чем от США и Саудовской Аравии, вероятность наступления сценария «Новые производители» зависит от действий Китая на мировом нефтегазовом рынке. Стоит отдельно отметить, что на протяжении всего прогнозного периода с 2020 года ежегодная добыча нефти в Китае будет в среднем ниже на 40 млн т, относительно Базового сценария. В данном сценарии на фоне более низких нефтяных цен не будут вводиться новые дорогостоящие добычные проекты, в первую очередь – сланцевые. Однако для Китая снижение собственной добычи нефти не является критичным фактором благодаря значительному присутствию китайских нефтегазовых компаний в добычных проектах за рубежом, в частности – в нефтяных проектах Ирана и Ирака (Таблица 2.1). Фактически, политика Китая в области добычи и торговли нефтью становится похожей на политику США в конце XX века: осуществляется в первую очередь добыча и импорт нефти из регионов с относительно дешевым сырьем при одновременном консервировании собственных ресурсов.

Таблица 2.1 – Присутствие китайских нефтегазовых компаний в Иране и Ираке

Страна	Месторождение
Иран	Северный Азадеган (CNPC)
Иран	Бассейн Загрос (CNPC)
Иран	Ядавалан (Sinopec)
Ирак	Аль-Ахдаб (CNPC)
Ирак	Румайла (CNPC)
Ирак	Халафая (CNPC)
Ирак	Миссан (CNOOC)

Источник: ИНЭИ РАН

Безусловно, в сценарии «Новые производители» добыча нефти в Китае заметно снижается по сравнению с Базовым сценарием - на 45 млн т к 2040 году, что с формальной точки зрения должно негативно сказаться на энергетической безопасности страны. Тем не менее, именно политика Китая может оказать решающее влияние на расклад сил. Так, Китай может поддержать и расширить активное развитие собственных добычных проектов на территории Ирака и Ирана, временно законсервировав собственные добычные мощности. Поддержка ближневосточных добычных проектов в совокупности с гарантированным китайским рынком сбыта для Иранской и Иракской нефти могут нейтрализовать возможные действия Саудовской Аравии по резкому наращиванию объемов добычи. В случае, если Китай пойдет на реализацию таких мер, сильнее всего могут пострадать США, и дополнительный удар будет нанесен по производителям с высокими издержками.

Если же Китай будет поддерживать собственную добычу наряду с США и Саудовской Аравией, влияние новых производителей на мировой нефтяной рынок и на нефтяные цены становится незначительным, и данный сценарий не реализуется.

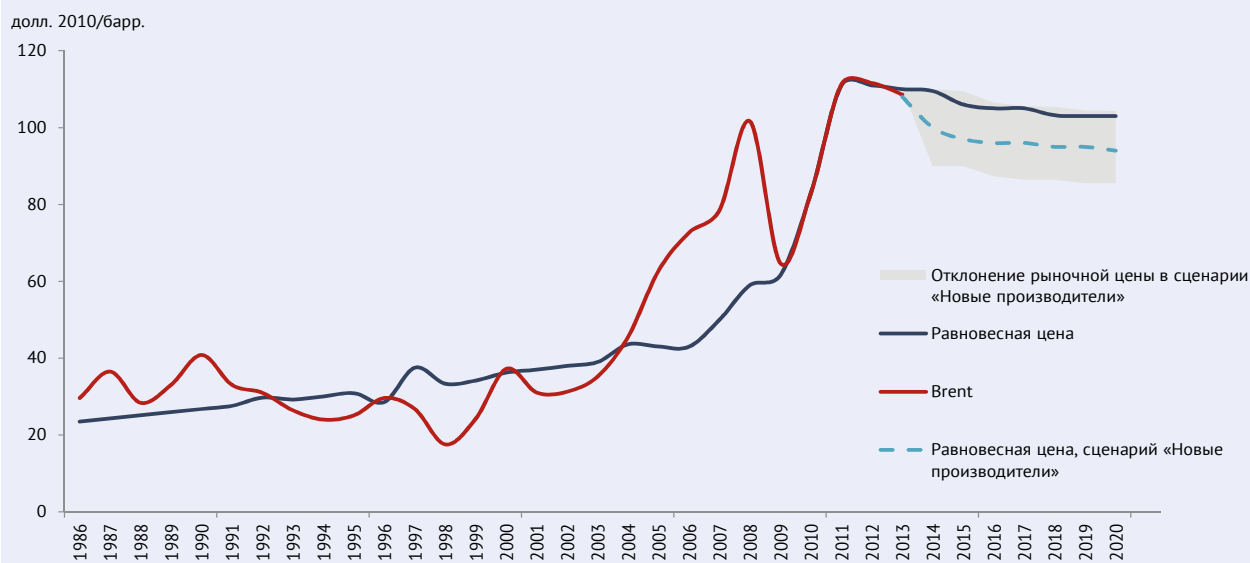
Вероятность реализации этого сценария и рассмотренные факторы, способные помешать его реализации, сигнализируют о том, что нефтяной рынок по-прежнему не полностью подчиняется законам экономической логики и во многом управляется через геополитические решения отдельных ключевых игроков. Тем не менее, на данный момент на рынке не существует игроков, способных существенно снизить цены нефти ниже 90 долл./барр., любое подобное снижение, вероятнее всего, будет носить кратковременный характер и будет вызвано скорее факторами спекулятивного влияния и воздействием на биржевых инвесторов, чем фундаментальными факторами реального нефтяного рынка.

Чем грозят низкие цены?

За более чем четверть вековую историю существования биржевого рынка нефти наблюдались различные периоды соотношений равновесных и рыночных цен на нефть. В периоды когда рыночная цена превышала равновесную, начиналось масштабное внедрение энергоэффективных технологий, переключение на альтернативные источники энергии и прочие меры со стороны потребителей сырья, которые медленно, но уверенно позволяли снизить как потребность в нефти, так и цены на нее. И были прямо противоположные периоды, когда рыночная цена была ниже равновесной, что приводило к снижению инвестиций в геологоразведку, сокращению прироста запасов и началу активных дебатов о «пике нефти».

Именно такой период наблюдался в нефтяной промышленности в период 1992-2004 годов. Максимальный дифференциал между равновесной и рыночной ценами достиг 15,8 долл. 2010/барр. в 1998 году (Рисунок 2.12), а темпы прироста мировых запасов нефти и вовсе демонстрировали отрицательные значения. После 2004 года цены на нефть начали резко расти (2005-2008 годы) и в 2008 году разница между рыночной ценой нефти и равновесной составила 42,6 долл./барр., однако уже в пользу рыночной цены.

Рисунок 2.13 – Равновесная цена и цена нефти Brent



Источник: ИНЭИ РАН

Фактически, с 2005 года мировая нефтяная отрасль функционирует в условиях достаточно высокого ценового «запаса прочности», что позволило вести разведку в новых труднодоступных географических зонах и вовлекать в эксплуатацию технологически сложные, ранее инвестиционно-непривлекательные запасы нефти. После кризиса 2008 года равновесные цены нефти и рыночные практически сравнялись, однако в 2013 году и в первом квартале 2014 года рыночные цены начали снижаться относительно равновесных под воздействием поступивших на рынок объемов сланцевой нефти и под влиянием спекулятивных ожиданий о резком росте добычи дешевой традиционной нефти со стороны Ирака и Ирана.

Сохранение понижающего давления на нефтяные цены на волне завышенных спекулятивных ожиданий о грядущих значительных объемах дешевого предложения, безусловно, может достаточно серьезно «провалить» нефтяные цены до 2020 года (нижняя граница цен, в случае реализации сценария «Новые производители», может составить 85 долл. 2010/барр.).

Что такое 85 долл. 2010/барр. (или 18 долл. 2010/барр. разрыва между этой ценой и ценой Базового сценария)?

- Это та цена, при которой традиционные надежные производители, не подверженные геополитическим рискам (в частности производители стран СНГ и Европы), не смогут обеспечивать бесперебойные долгосрочные инвестиции в прирост коммерчески извлекаемых запасов, не смогут вводить на рынок новые дорогие проекты.
- Это снижение стоимости нефтепродуктов для конечного потребителя в Европе более чем на 20%, то есть такая скидка, при которой потребитель откажется от дорогостоящих биотоплив в пользу нефтеоснованных моторных топлив, срывая планы Еврокомиссии по внедрению ВИЭ.
- Это снижение эксплуатационного бурения на сверхчувствительных к ценам нетрадиционных месторождениях Северной Америки и, как следствие – моментальный спад добычи в регионе, поскольку невзирая на всю важность геополитических планов США, для инвесторов показатели рентабельности гораздо важнее.
- Спад нефтяных цен - это дефицит глобального предложения нефти в условиях резко замедлившегося энергосбережения, а значит, если цены на нефть все-таки упадут, на волне резко возросших объемов потенциально доступного, но пока реально не подтвержденного объема предложения, то уже спустя 10 лет мы получим вторую волну роста нефтяных цен, как в середине 2000-х годов, только теперь уже с отметок не в 30 долл. 2010/барр., а с 85 долл. 2010/барр.

В краткосрочном периоде влияние данного сценария на положение стран-потребителей незначительно - снижение цены на 10% скорее всего будет просто абсорбировано энергоемкими отраслями, но будет слишком мало для того, чтобы привести к пересмотру проектов или масштабным изменениям в эффективности. ЕС и Япония получают существенное облегчение по балансам и промышленному использованию нефти и газа, но недостаточно для того, чтобы начался возврат энергоемких производств в эти страны.

Для производителей последствия данного сценария куда более сильные. Одним из факторов, определяющих цены на нефть со стороны предложения, являются потребности государств, экспортирующих углеводороды, в финансировании бюджетных расходов и в притоке иностранной валюты для оплаты импортных поставок. Поскольку рынок нефти не является совершенно конкурентным, и цены могут быть изменены независимыми действиями крупнейших поставщиков или скоординированной политикой групп производителей, а правительства нефтеэкспортирующих стран имеют возможность влиять на объемы производства и цены непосредственно компаний-поставщиков директивными мерами или мерами налоговой и таможенно-тарифной политики, существует высокая вероятность попыток государственного воздействия на цены нефти в том случае, если их уровень не будет удовлетворительным для правительств стран-нефтеэкспортеров.

Где находятся «пороговые цены» на нефть?

Мы предполагаем, что официально озвученные оценки «пороговых» цен на нефть часто имеют под собой политические мотивы. В связи с этим необходимы альтернативные расчетные оценки. При расчете минимально допустимых цен на нефть мы исходим из следующих предпосылок:

- 1) государства-нефтеэкспортеры финансируют свои бюджетные обязательства за счет нефтяной природной ренты, описываемой как валютная выручка страны от продажи нефти на внешнем рынке, а также, возможно, за счет поступлений от других экспортно-ориентированных отраслей-доноров (газ, рыба, фрукты и т. п.), если таковые имеются;
- 2) доля нефтяных доходов в обеспечении государственных обязательств пропорциональна доле нефтяной экспортной выручки в суммарном экспорте;
- 3) внутренние рынки не являются источником финансирования бюджетных обязательств вследствие требований к поддержке минимально возможного уровня цен для обеспечения внутреннего потребления (при покрытии издержек нефтяных компаний);
- 4) при необходимости государства могут изымать экспортную выручку нефтяных компаний целиком, в частности за счет мер налоговой и таможенно-тарифной политики, допуская возникновение убытков у нефтяных компаний в кратко- и среднесрочном периоде.

Тогда финансирование государственных расходов за счет нефтяной отрасли может быть описано следующим уравнением:

Гос. расходы [долл.] * (нефтяной экспорт [долл.] / суммарный экспорт [долл.]) = нефтяной экспорт [бarr.] * цена экспортируемой нефти [долл. / бarr.] * коэффициент изъятия⁵

В этом случае минимально допустимая цена нефти определяется следующим образом:

Допустимая цена экспортируемой нефти [долл. / бarr.] = гос. расходы [долл.] * (нефтяной экспорт [долл.] / суммарный экспорт [долл.]) / (нефтяной экспорт [бarr.] * коэффициент изъятия)

Очевидно, минимально допустимая цена экспортируемой нефти при этом будет достигаться при максимально возможном коэффициенте изъятия, равном единице. Эту величину мы и используем при расчете. В качестве нефтяного экспорта рассматривается суммарный экспорт нефти и нефтепродуктов. Предполагается, что средняя цена экспортируемых нефтепродуктов равна цене экспортируемой нефти⁶.

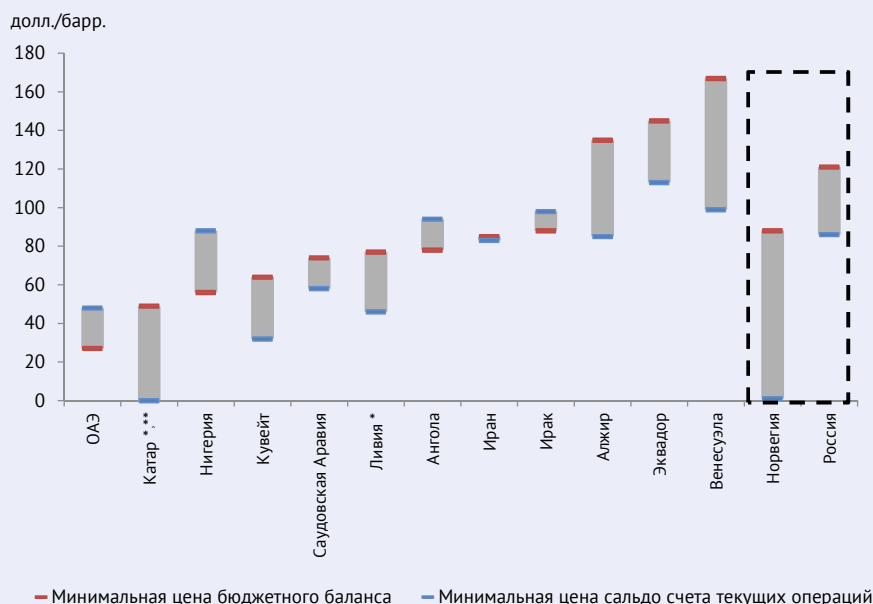
Вторым элементом оценки минимально допустимой цены нефти для нефтеэкспортеров, который также необходимо учитывать при анализе, является платежный баланс страны. Положительное сальдо счета текущих операций дает возможность увеличивать золотовалютные резервы и обходиться без значительного притока капитала из-за рубежа. В этой ситуации возникновение временного (циклического) бюджетного дефицита нефтеэкспортеров может быть легче профинансировано, в частности за счет внешних займов. Если же страна попадает в ситуацию двойного дефицита (государственного бюджета и счета текущих операций), риски невыполнения обязательств возрастают. В связи с этим цена нефти, обеспечивающая положительное сальдо счета текущих операций, является еще одним «рубежом обороны» для нефтеэкспортеров.

Для определения минимально допустимой цены «по счету текущих операций», мы оцениваем, каким могло бы быть снижение цены на экспортируемую нефть для того, чтобы имеющееся положительное сальдо счета текущих операций (как правило, у нефтеэкспортеров оно является положительным) обнулилось:

Допустимая цена экспортируемой нефти [долл./бarr.] = фактическая цена нефти [долл./бarr.] – (сальдо счета текущих операций [долл.] / нефтяной экспорт [бarr.])

Результаты расчетов показывают Рисунки 2.14 и 2.15.

Рисунок 2.14 – Показатели минимально допустимых цен на нефть для нефтедобывающих стран, 2012 год



Источник: расчет Аналитического Центра при Правительстве РФ

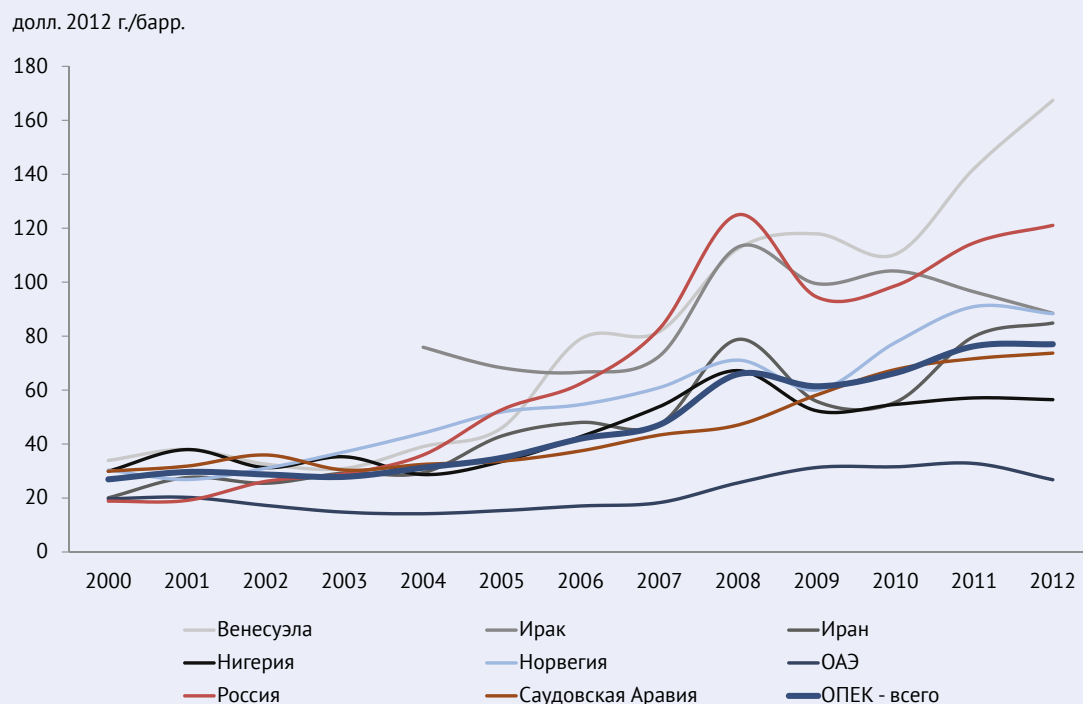
* - для Катара и Ливии в силу явного несоответствия данных МВФ и ОПЕК по объемам нефтяного экспорта в стоимостном выражении данным других стран ОПЕК в качестве средней цены нефтяного экспорта берется цена нефти Dubai;

** - для Катара счет текущих операций остается положительным даже при нулевой цене нефти

5 Доля нефтяной экспортной выручки, изымаемая в бюджет.

6 Эта ситуация не является умозрительной конструкцией: к примеру, в России в 2012 году средняя экспортная цена нефти составила 754 долл. за тонну, нефтепродуктов – 750 долл. за тонну.

Рисунок 2.15 – Динамика минимально допустимых цен нефти (в реальном выражении) для бюджетов нефтедобывающих стран



Источник: расчет Аналитического Центра

Монархии Персидского залива традиционно предъявляют меньшие требования к ценам на нефть, чем их партнеры по ОПЕК, подверженные более высоким политическим рискам и проводящие активную и порой даже популистскую бюджетную политику, либо вынужденные расходовать большие средства на оборону и безопасность относительно своих возможностей. Такова ситуация у латиноамериканских членов ОПЕК, Алжира, Ирана, Ирака. Отчасти это применимо и к России.

Сценарий «Другая Азия»

Огромное влияние на мировую экономику и энергетику будут оказывать процессы, происходящие в развивающихся странах Азии. Но уже сегодня есть весомые основания полагать, что события в Китае и Индии могут развиваться по несколько иному сценарию, чем принято ожидать. И одной из причин этому может быть ситуация на угольном рынке.

Уголь – основа энергобаланса двух наиболее быстро растущих потребителей энергии в мире – Китая и Индии. И хотя традиционно считается, что в основном свои потребности они будут удовлетворять за счет собственной добычи, более детальный анализ показывает высокие риски достижения уже в ближайшее десятилетие пиков добычи в этих странах и возникновения дефицита угля.

Важно отметить, что на фоне сложной экологической обстановки, Китай параллельно выдвигает весьма амбициозные цели по сдерживанию потребления (и, соответственно, добычи угля). Однако стабилизация добычи уже к 2025 году потребует не только наращивания потребления газа, атомной энергии и ВИЭ, но и увеличения импорта угля, что ведёт к радикальным изменениям мировой торговли как на угольном, так и на газовом рынках.

Анализ различных исследований показывает, что временной диапазон ожидаемого достижения максимума производства угля в Китае находится в промежутке от текущего момента до конца рассматриваемого прогнозного периода, при этом большая часть экспертов ориентируется на 2020-2030 годы – см. Таблица 2.2. Китайские власти на 12-ю и 13-ю пятилетки (с 2011 по 2020 годы) предполагают увеличение за 10 лет угледобывающих мощностей на 0,7 млрд т. В этом случае Китай достигает уже к 2020 году добычи на уровне 4,1 млрд т, фактически выходя на максимальную планку. Важно отметить, что темпы прироста добычи уже сильно снизились. Так, по оценкам МЭА, добыча угля в Китае будет возрастать с 2012 по 2020 год на 0,7% в год, что означает сильное снижение темпов по сравнению с ростом добычи в 1990 – 2011 годах – тогда она ежегодно увеличивалась примерно на 6%⁷.

7 IEA World Energy Outlook 2013. Р. 149. Добыча с учетом калорийности росла на 6,2% ежегодно, добыча в физическом выражении без учета калорийности – на 5,8% ежегодно.

Таблица 2.2 – Оценки времени достижения пика добычи и объемов максимальной добычи угля в Китае

Источник	Год пика добычи	Объем добычи на пике, млрд т	Оценка суммарных извлекаемых запасов (URR), млрд т
12-й пятилетний Госплан Китая	2020-2025	4,1	-
МЭА WEO 2013	2025-2030	3,7-3,8 ⁸	230
(Wang J, Feng L, Davidsson S, Hook M, 2013) ⁹	2024	4,1	223,6
(Hook M, Zittel W, Schindler J, Aleklett K, 2010) ¹⁰	2020-2025	3,1-3,3	161
(Tao Z, Li M, 2007) ¹¹	2027	3,3	223
	2029	3,8	223
	2033	4,2	223
(Lin B, Liu J, 2010) ¹²	2025	3,8	189
	2027	3,7	189
(Patzek T, Croft G, 2010) ¹³	2011	2,8-2,9	147
(Li M, 2008) ¹⁴	2030	3,8	250
(Li M, 2010) ¹⁵	2039	6,1	380
(Mohr S, Evans G, 2009) ¹⁶	2010	2,4	127,9
	2017	2,4	156,7
	2010	2,3	136,1

Источник: Аналитический Центр при Правительстве РФ

Следует отметить, что самые смелые оценки по дальности пика угля и объемам запасов (Менке Ли – Li M, 2010) базируются на использовании коэффициента извлечения 100%, в то время как фактически в Китае он составляет около 55%. Согласно же «консенсус-прогнозу» различных исследований, сделанных в последнее время, пик добычи угля ожидается около 2025 года, объем пиковой добычи – от 3,7 до 4,1 млрд т угля¹⁷.

На угольную отрасль Китая оказывает воздействие и ряд других факторов, ограничивающих расширение его производства. В частности, уже сегодня из 96 крупнейших государственных шахт 71% страдают от недостатка воды, в том числе для 40% эта нехватка является серьезным ограничением. А значительная часть угледобычи располагается на засушливом севере страны. Авторы работы (Wang, Feng, Davidsson, Hook, 2013) указывают, что нехватка воды может сделать невозможным превышение уровней годовой добычи в 3,8 млрд т. Есть сложности и при транспортировке угля из-за загруженности железной дороги, трафик которой превышает среднемировой в 4 раза.

8 С учетом сегодняшней калорийности добываемого в Китае угля 2860 – 2870 млн т у. э.

9 Wang J., Feng L., Davidsson S., Hook M. Chinese coal supply and future production outlooks // Energy. 2013. # 60. P. 204 – 214.

10 Hook M., Zittel W., Schindler J., Aleklett K. Global coal production outlooks based on a logistic model // Fuel. 2010. # 89. P. 3546 – 3558.

11 Tao Z., Li M. What is the limit of Chinese coal supplies—A STELLA model of Hubbert Peak // Energy Policy. 2007. # 35. P. 3145 – 3154.

12 Lin B., Liu J. Estimating coal production peak and trends of coal imports in China // Energy Policy. 2010. # 38. P. 512 – 519.

13 Patzek T., Croft G. A global coal production forecast with multi-Hubbert cycle analysis // Energy. 2010. # 35. P. 3109 – 3122.

14 Li M. Peak Energy and the Limits to China's Economic Growth: Prospect of Energy Supply and Economic Growth from Now to 2050 / PERI Working Papers. 2008. # 189.

15 Li M. Peak Energy, Climate Change, and the Limits to China's Economic Growth / Paper Submission to The Chinese Economy. 2010.

16 Mohr S., Evans G. Forecasting coal production until 2100 // Fuel. 2009. # 88. P. 2059 – 2067.

17 <http://planningcommission.nic.in/sectors/index.php?sectors=energy>

Другой крупнейший азиатский потребитель угля – **Индия**. Здесь доля угля в энергобалансе быстро растет за счет снижения доли традиционного биотоплива и уже достигла более 40%.

Внутренняя добыча активно увеличивается, но не успевает за спросом. В этих условиях растет импорт. Если в начале 2000-х годов импорт угля обеспечивал лишь 5% внутреннего спроса на уголь, то в 2012 году – уже около 20%. Поставки осуществляются из Австралии, Индонезии и ЮАР.

XI пятилетний план Индии первоначально ставил задачей повысить собственную добычу угля до 680 млн т в год к 2011-2012 годам, потом эта цель была снижена до 630 млн т в год, но в конечном счете, этот план был сорван, а добыча в 2012 году составила лишь 595 млн т (задачи X пятилетнего плана – 430 млн т – были наоборот существенно перевыполнены, в 2007 году добыча достигла 490 млн т).

По оценкам Плановой комиссии Правительства Индии, к 2031 – 2032 годам стране потребуется около 2,5 млрд т угля в год, что более чем втрое превосходит сегодняшнее потребление (около 750 млн т). Эти прогнозы превышают уровень различных экспертных оценок. В частности, МЭА прогнозирует потребление на уровне только 1,4-1,7 млрд т в год к 2035 году.

Достаточно существенны расхождения различных оценок и относительно пика добычи угля в Индии. Если одни эксперты полагают, что пик добычи уже должен был быть пройден, то другие откладывают его за горизонт 2040 года (Таблица 2.3). Однако практически все сходятся во мнении, что стране на рассматриваемом горизонте до 2040 года предстоит стать ведущим импортером угля в мире. При этом, в зависимости от ситуации с добычей и спросом, существует риск появления дефицита угля в стране.

Таблица 2.3 – Оценки времени достижения пика добычи и объемов максимальной добычи угля в Индии

Источник	Год пика добычи	Объем добычи на пике, млрд т
Patzek, Croft, 2010	2011	0,7
Mohr, Evans, 2009	2032	0,8
	2037	0,9
	2038	1,0
Hook et al., 2010	2020-2040	1,0
	после 2040	1,5
МЭА WEO 2013	после 2035	-

Источник: Аналитический Центр при Правительстве РФ

Таким образом, на фоне продолжения быстрого роста спроса на энергию в Китае и Индии, в случае выхода стран на пиковый уровень добычи или ее стабилизацию, неизбежно образование энергодефицита, который придется покрывать за счет импортного угля или других источников энергии.

Для оценки возможностей обеспечения дополнительных поставок в Китай и Индию была проанализирована ситуация в основных странах-производителях угля в мире.

В целом по миру ресурсная база угля достаточно обширна. Однако ввод новых добывающих мощностей ограничен высокой капиталоемкостью ряда угольных проектов, а также проводимой в отдельных странах энергополитикой. Тем не менее, при росте спроса и цен на рынке, целый ряд стран в состоянии нарастить свой экспорт. В их число входят Австралия, Индонезия, ЮАР, Россия, США.

США располагают крупнейшими запасами угля в мире и в принципе могли бы полностью покрыть возникающий в этом сценарии дефицит. Однако добыча в последнее время снижается, прежде всего, на фоне сокращения собственного спроса на уголь. При этом на всем рассматриваемом горизонте до 2040 года у США есть хорошие возможности по наращиванию экспорта угля. Но здесь ключевую роль будут играть два фактора: первый - это стоимость добычи и транспортировки, а второй - это целесообразность расширения добычи угля с точки зрения энергетической политики. На сегодняшний день торговля энергоресурсами между США, Индией и Китаем практически отсутствует, а обеспечивать растущие энергетические нужды Китая, увеличивая при этом экологические риски в США, особенно при расширении портов на Западном побережье, Соединенные Штаты вряд ли станут.

Индонезия в последние годы переживает бум добычи и экспорта угля. С 2009 года внутреннее потребление угля стабилизировалось на уровне 60 млн т в год. А добыча к 2012 году возросла примерно в полтора раза (с 290 до 440 млн т в год), что позволило увеличить экспорт с 230 млн т в 2009 году до 380 млн т в 2012 году. Однако в перспективе в Индонезии ожидается замедление темпов прироста добычи, а на фоне ожидаемого бурного роста внутреннего спроса появятся дополнительные ограничения по наращиванию экспорта. Рост потребления соответствует и планам правительства, которое собирается повысить долю угля во внутреннем потреблении первичной энергии с 24% в 2011 году до 30% к 2025 году¹⁸ (по оценкам местного профильного министерства – до 33%)¹⁹.

Другой крупный поставщик угля на мировой рынок – **Австралия**, которая наращивает добычу более плавно, чем Индонезия: с 2000 по 2012 годы добыча выросла примерно с 300 до 420 млн т в год, что на фоне стабильного внутреннего потребления, позволило увеличить экспорт угля с 190 до 300 млн т в год. Анализ различных оценок по перспективам добычи угля в Австралии показывает, что на горизонте до 2040 года пика производства ожидать не стоит, но замедление темпов прироста добычи практически неизбежно (Таблица 2.4). При этом при необходимости Австралия в состоянии нарастить поставки на мировой рынок, хотя и будет при этом испытывать определенные затруднения с портовыми и железнодорожными мощностями.

18 <http://www.indonesia-investments.com/doing-business/commodities/coal/item236>

19 <http://coal.nic.in/Indonesia.pdf>

Таблица 2.4 – Оценки времени пика добычи и объемов пиковой добычи угля в Австралии

Источник	Год пика добычи	Объем добычи на пике, млрд т
Patzek, Croft, 2010	2042	1,0
Mohr, Evans, 2009	2052	0,8
	2065	0,9
	2066	1,0
Hook et al., 2010	2040-2050	1,1
	2065-2070	2,0
МЭА WEO 2013	2035	0,6

Источник: Аналитический Центр при Правительстве РФ

Добыча угля в **ЮАР** в последние годы стабилизировалась на уровне около 250 млн т. По различным оценкам, в среднем ожидается прирост добычи угля в ЮАР до уровня 300 млн т. Возможности для существенного увеличения экспорта выше этих объемов отсутствуют.

В перспективе до 2040 года удвоить добычу и экспорт угля может **Колумбия** - в последнее время ее недорогой уголь востребован на европейском рынке, но в мировых масштабах эти объемы не способны принципиально повлиять на ситуацию. По нашим оценкам, возможности поставок угля на международные рынки из этой страны могут возрасти с 80 до 150 млн т в год.

Увеличить добычу может также **Монголия**. Причем за счет близкого расположения к Китаю и идущих в страну китайских инвестиций, это одно из наиболее удобных для Китая направлений импорта угля. По оценкам Монголия в состоянии нарастить добычу в 2-3 раза от показателей 2012 года на уровне 35 млн т.

Одни из самых больших возможностей по наращиванию добычи и экспорта угля есть у России. Главным ограничением являются затраты на транспортировку до основных потребителей. Но при наличии соответствующих потребностей и поддержания высокого уровня цен на уголь, страна в состоянии нарастить свой экспорт в несколько раз²⁰.

В основе расчета сценария «Другая Азия» заложены следующие предпосылки:

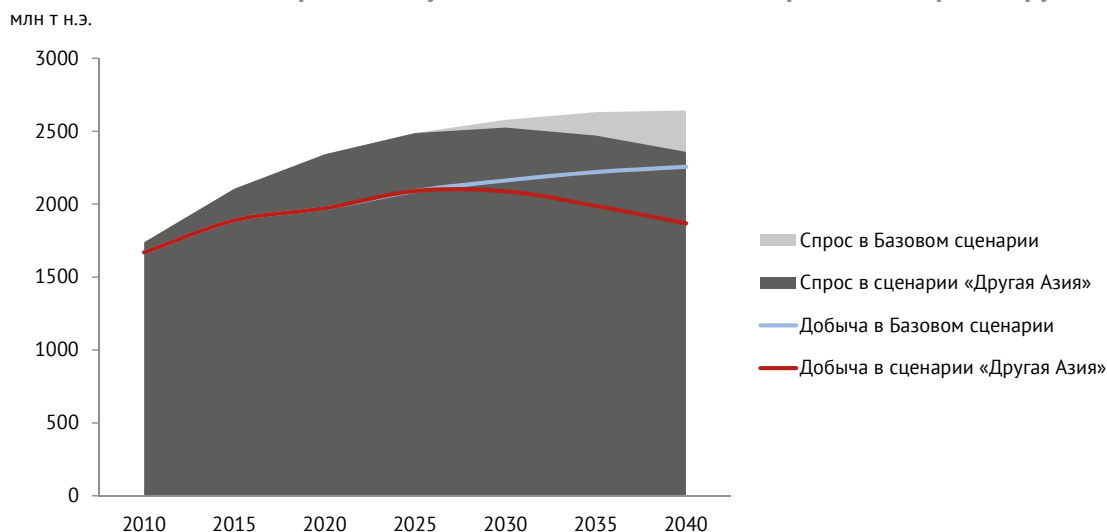
- добыча угля в Индии стабилизируется в 2025-2028 годах, и, достигнув 330 млн т н.э., начинает немного снижаться (см. Рисунок 2.16);
- добыча в Китае растет более медленными темпами до уровня в 2090 млн т н.э. в 2025 г., после чего также снижается (см. Рисунок 2.17).

Сокращение возможностей собственного производства угля и рост потребностей в замещении более дорогими аналогами ухудшает условия конкурентоспособности экономик Китая и Индии на мировом рынке. К этому добавляется быстрый рост стоимости рабочей силы, наблюдаемый в Китае в последнее время. В итоге снижается привлекательность для бизнеса этих двух стран развивающейся Азии, как «мировых мануфактур», обеспеченных дешевыми трудовыми и энергетическими ресурсами. Бизнес начинает перемещаться в другие регионы, которые могут предложить более приемлемые условия в плане рабочей силы, или энергообеспечения. В итоге в сценарии «Другая Азия» изменяется структура мировой экономики. ВВП Китая и Индии снижается, но растет ВВП США, Африки, Юго-Восточной Азии и России (Рисунок 2.18). Рост ВВП произ-

²⁰ В соответствии с Долгосрочной программой развития угольной промышленности России на период до 2030 года, ресурсный потенциал позволяет России увеличить экспорт до 200 млн т в год к 2030 году, и вплоть до 500 млн т – в перспективе до 2040 года.

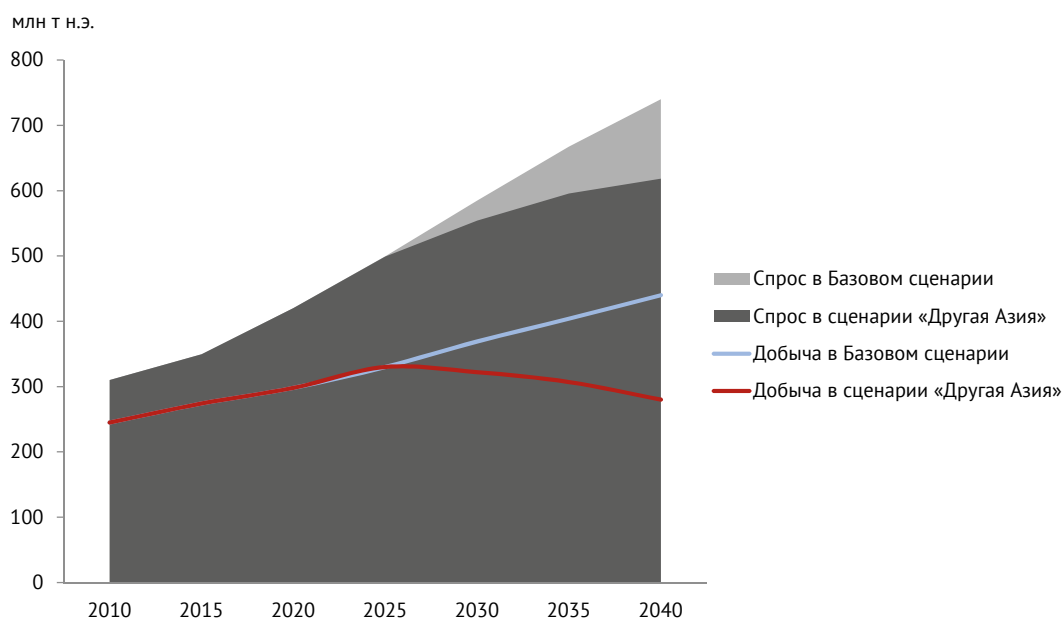
ходит в одних странах за счет перевода части предприятий из Китая и Индии, а в других – за счет наращивания экспорта энергетических ресурсов. Для Юго-Восточной Азии и Африки работают сразу оба фактора. Экономика Китая в результате сокращается к 2040 году по сравнению с Базовым сценарием на 11%, а Индии – на 9%, а в США вырастет на 9%, в Африке и Юго-Восточной Азии – на 20%, а в России – на 21%.

Рисунок 2.16 – Добыча и потребление угля в Китае, Базовый сценарий и сценарий «Другая Азия»



Источник: ИНЭИ РАН

Рисунок 2.17 – Добыча и потребление угля в Индии, Базовый сценарий и сценарий «Другая Азия»

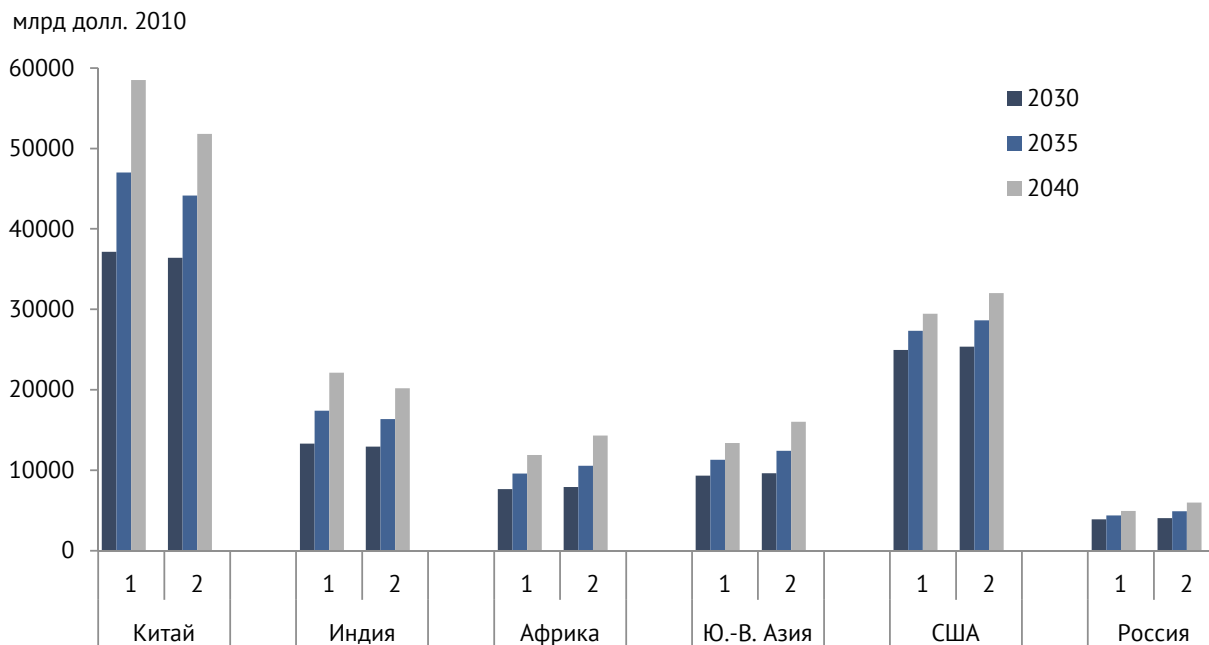


Источник: ИНЭИ РАН

Снижение добычи угля по сравнению с Базовым сценарием отчасти компенсируется снижением энергопотребления Китая и Индии в результате замедления ВВП. Оставшаяся разница в потреблении может быть покрыта за счет увеличения использования атомной энергии и ВИЭ и наращивания импорта угля и газа из других регионов. Энергопотребление Китая в сценарии «Другая Азия» снизится на 148 млн т н.э. (около 3%), а Индии – на 66 млн т н.э. (около 4%). В других регионах мира энергопотребление увеличится на 112 млн т н.э.

В сценарии «Другая Азия» потребление газа в Китае и Индии увеличивается почти на 200 млрд куб. м (60 и 140 млрд куб. м соответственно), что на 19% превышает потребление в Базовом сценарии. Потребность в импорте угля в эти страны повысится на 275 млн т (210 и 65 млн т соответственно).

Рисунок 2.18 – Изменение ВВП отдельных стран и регионов



Сценарии: 1 столбец - Базовый сценарий, 2 столбец - «Другая Азия»

Источник: ИНЭИ РАН

Существенное влияние реализация сценария окажет на торговые потоки в мире. Северная Америка увеличит экспорт газа в сравнении с Базовым сценарием на 20 млрд куб. м, Ближний Восток – на 20 млрд куб. м, Южная и Латинская Америка – на 30 млрд куб. м, Россия - почти на 80 млрд куб. м, Австралия - на 50 млрд куб. м, а Африка, напротив, снизит суммарный экспорт на 5 млрд куб. м из-за роста внутреннего спроса (при этом ее экспорт в развивающуюся Азию увеличится на 10 млрд куб. м). Значительное перенаправление поставок произойдет внутри азиатского региона.

На угольном рынке Китай и Индия возьмут дополнительные объемы из Индонезии, Австралии, России, Африки, Южной и Центральной Америки. При этом Европа, Япония и Южная Корея замещают часть ушедших с их рынков поставок углем из США и России.

Реализация сценария «Другая Азия» ведет к росту цен на газ и уголь по регионам мира. Цена газа возрастет примерно на 10-15 долл. 2010/тыс. куб. м в атлантическом бассейне и на 25-30 долл. 2010/тыс. куб. м в тихоокеанском бассейне. Цены угля возрастут – на 10% в атлантическом бассейне и на 24% в тихоокеанском бассейне.

Это - сценарий, в котором мир сталкивается к концу периода с жесткими ресурсными ограничениями. При этом создаются очень благоприятные возможности для стран-производителей энергоресурсов. Подробное описание влияния сценария «Другая Азия» на Россию представлено в Разделе 3.



Раздел 3 ЭНЕРГЕТИКА РОССИИ

РАЗДЕЛ 3. ЭНЕРГЕТИКА РОССИИ

Внешние условия развития энергетики России

Ожидаемые в предстоящую четверть века трансформации мировых энергетических рынков в целом явно позитивны, но порождают серьёзные риски для энергетического сектора и даже экономики России

Прогноз эволюции мировых энергетических рынков показал возможность существенных изменений не только их конъюнктуры, но и долгосрочных трендов развития, что имеет серьезные последствия для энергетики и даже всей экономики Российской Федерации – одного из лидеров мировой энергетики.

Россия на мировых энергетических рынках

Россия – четвертый крупнейший производитель энергоресурсов в мире (после ОПЕК, Китая и США) и шестой крупнейший потребитель (после Китая, США, ЕС, ОПЕК и Индии) среди ключевых игроков энергетических рынков (Рисунок 1.78), обеспечивающий 10% мирового производства и 5% мирового потребления энергоресурсов. Россия стабильно занимает первое место в мире по экспорту газа, 2 место по экспорту нефти (к 2040 году сменяется 3-м после Саудовской Аравии и Ирака) и 3 место после Австралии и Индонезии по экспорту угля. При объеме производства энергии порядка 1470 млн т н.э., Россия экспортирует 630 млн т н.э., что составляет 16% мировой межрегиональной торговли энергией и делает Россию абсолютным мировым лидером по экспорту энергоресурсов.

Энергетический экспорт России снизится и будет стагнировать до середины 2020-ых годов, после чего станет восстанавливаться благодаря диверсификации на рынки АТР, особенно успешной в сценарии «Другая Азия»

Объемы экспорта энергоресурсов

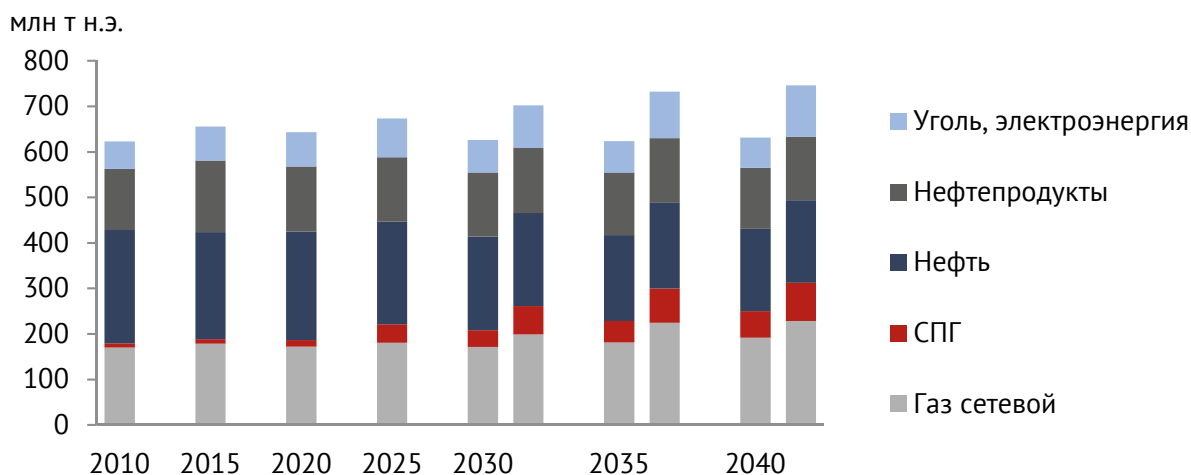
Базовый сценарий развития мировой энергетики для России оборачивается риском снижения энергетического экспорта, которое начнется уже после 2015 года, и только в 2030-2040 годах суммарный экспорт вернется к уровню 2010 года (Рисунок 3.1). После 2015-2020 годов прекратится наблюдавшийся в последние годы рост доли нефти и нефтепродуктов в энергетическом экспорте страны за счёт наращивания доли газа и увеличения объемов экспорта угля и электроэнергии.

Сценарий «Другая Азия» более оптимистичен для Российской Федерации – увеличение емкости внешних рынков и расширение потребности в российских энергоресурсах на азиатском направлении дают заметный импульс развитию всех отраслей ТЭК. В этом сценарии прогнозируется увеличение российского энергетического экспорта на 20% к 2040 году относительно уровня 2010 года.

Экспорт сырой нефти почти не различается по сценариям – и в Базовом сценарии, и в «Другой Азии» он снижается на протяжении всего рассматриваемого периода и к 2040 году сокращение достигает почти 30%. Экспорт нефтепродуктов достигнет пика к 2015 году и далее также будет постепенно снижаться, пока не достигнет уровня 2010 года – уже к 2040 году в основном за счёт уменьшения вывоза мазута и нетоварных нефтепродуктов.

В отличие от этого экспорт природного газа даже в менее благоприятном Базовом сценарии увеличится к 2040 году почти на 40%. Однако это не компенсирует потери выручки от уменьшения продаж нефтепродуктов. В сценарии «Другая Азия» с его повышенным спросом на газ, экспорт «голубого топлива» вырастет к 2040 году почти на 75%. В обоих сценариях доля газа в суммарном энергетическом экспорте возрастет с 29 до 40% в период с 2010 по 2040 год.

Рисунок 3.1 – Нетто-экспорт Российской Федерации по видам энергоресурсов, Базовый сценарий и сценарий «Другая Азия»



Сценарии: 1 столбец - Базовый сценарий, 2 столбец - «Другая Азия»

Источник: ИНЭИ РАН

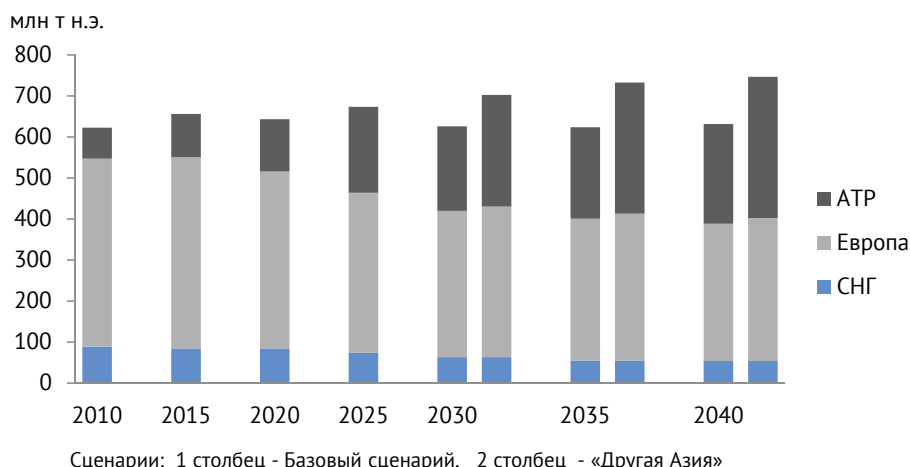
В Базовом сценарии вывоз угля продолжит рост до 2025 года (на 17% к уровню 2010 года), затем стабилизируется на период до 2030 года, а потом снизится на 10% к 2040 году из-за ухудшения конъюнктуры мировых рынков и продолжения роста затрат на добычу и транспорт российских углей. В отличие от этого сценарий «Другая Азия» предполагает радикально отличающуюся ситуацию на внешних рынках угля, в которой будут востребованы куда большие объемы российского твердого топлива, и в которой экспорт угля к 2040 году увеличится на беспрецедентные 87%.

Заметно различается по сценариям и география поставок российских энергоресурсов. В обоих сценариях главным направлением диверсификации экспорта станет освоение новых энергетических рынков, прежде всего, в Азиатско-Тихоокеанском регионе, однако интенсивность этого процесса будет разной – в Базовом сценарии на Восток к концу периода будет поступать до 38% российского экспорта, а в сценарии «Другая Азия» – 46% (Рисунок 3.2). Тем не менее, основными для России в предстоящий период по-прежнему останутся рынки Европы, хотя роль России здесь будет постепенно снижаться по всем энергоносителям. Однако динамика этого снижения будет различаться по видам топлива.

Несмотря на снижение объемов российских поставок сырой нефти в Европу до 2020 года, отечественные поставщики сохраняют за собой на этот период до 40% европейского рынка сырья (Таблица 3.1), однако такая «стабильность» будет связана не с валовым увеличением объемов российских поставок по этому направлению, а со снижением общего объема импортной потребности европейского рынка под влиянием трех ключевых факторов:

- значительное снижение до 2020 года объемов европейской низко-маржинальной нефтепереработки;
- увеличение европейской добычи за счет ввода новых норвежских месторождений;
- снижение европейского спроса на нефтепродукты.

Рисунок 3.2 – Нетто-экспорт российских энергоресурсов по направлениям, Базовый сценарий и сценарий «Другая Азия»



Источник: ИНЭИ РАН

После 2020 года российские поставки нефти начнут уступать рыночную нишу ближневосточным поставщикам с более дешевым ресурсом.

На европейском рынке природного газа Россия сможет в краткосрочной перспективе даже немного усилить свои позиции – в 2015 году в силу дефицита газа российские поставки будут обеспечивать максимальную долю импорта и потребления в Европе, однако затем начнется длительное снижение этой доли, и только после 2035 года, с приходом следующей волны дефицита поставок, Россия начнет восстанавливать свои позиции.

Таблица 3.1 – Доля российских поставок на европейском рынке, Базовый сценарий

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
<i>Сырая нефть</i>							
Доля российских поставок от общего потребления сырой нефти (переработки) Европы	29%	29%	29%	22%	18%	15%	14%
<i>Природный газ</i>							
Доля российских поставок от общего потребления газа Европы	22%	29%	26%	22%	25%	28%	30%
<i>Уголь</i>							
Доля российских поставок от общего потребления угля Европы	13%	15%	15%	13%	11%	10%	8%
<i>Электроэнергия</i>							
Доля российских поставок от общего потребления электроэнергии Европы	0,41%	0,40%	0,38%	0,36%	0,35%	0,33%	0,32%

Источник: ИНЭИ РАН

Обратная ситуация складывается во взаимоотношениях китайских потребителей и российских поставщиков – объемы поставок неуклонно растут, однако рыночная сила России даже не приблизится к тем значениям, которые уже достигнуты на рынках Европы (Таблица 3.2).

Так, на рынке нефти за счет роста мощностей ключевой транспортной артерии – ВСТО - российская нефть уже к 2025 году будет обеспечивать до 12% от уровня потребления Китая. При этом, важно отметить, что несмотря на рост абсолютных объемов поставок в Китай российской нефти, доля на китайском рынке после 2025 года начнет уменьшаться за счет опережающего роста потребностей Китая в сырье для собственной нефтепереработки, вызванной наибольшим в мире ростом потребления нефтепродуктов.

Таблица 3.2 – Доли российских поставок на китайском рынке, Базовый сценарий

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
<i>Сырая нефть</i>							
Доля российских поставок от общего потребления сырой нефти (переработки) Китая	5%	9%	10%	12%	11%	11%	10%
<i>Природный газ</i>							
Доля российских поставок от общего потребления газа Китая	0%	0%	2%	6%	5%	7%	7%
<i>Уголь</i>							
Доля российских поставок от общего потребления угля Китая	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
<i>Электроэнергия</i>							
Доля российских поставок от общего потребления электроэнергии Китая	0,04%	0,02%	0,05%	0,09%	0,12%	0,14%	0,14%

Источник: ИНЭИ РАН

Влияние возможных санкций на российский экспорт нефти, газа и нефтепродуктов: «Ущерб будет взаимным»

При возникшей геополитической напряженности между Россией и Западом все чаще поднимается вопрос о возможности наложения на Россию экономических санкций, в том числе и в области энергетики. Не рассматривая это как реалистичный сценарий, мы тем не менее оценили возможные последствия ситуации, в которой Европейский Союз полностью откажется от поставок газа, нефти и нефтепродуктов из Российской Федерации, а компании США и Европы перестанут поставлять в Россию буровое и прочее нефтегазовое оборудование.

Безусловно, снижение экспорта в Европу (а это - свыше 100 млн т нефтепродуктов, более 180 млн т нефти, что составляет почти 75% от суммарного экспорта жидких видов топлива из Российской Федерации, и 130 млрд куб. м газа – то есть около 60% суммарного газового экспорта) серьезно скажется на бюджете страны. Кроме того, при ограничении доступа к технологиям, российская нефтегазовая промышленность будет вынуждена инвестировать дополнительные средства в собственное производство оборудования, либо увеличить его закупки в Китае, расширяя партнёрство в энергетической сфере между двумя странами. Это негативно скажется на увеличении затрат при разработке новых проектов, а также приведет в отдельных случаях к переносу сроков их вводов. Наиболее болезненным это будет для глубокой переработки нефти и газа, а также для проектов по производству СПГ – сроки ввода первых проектов будут отодвинуты на десятилетие и вводиться новые очереди будут медленнее, чем планировалось, поскольку необходимо будет наладить производство отечественного оборудования для производства линий по сжижению газа.

Тем не менее, негативный эффект от возможных санкций неизбежно будет взаимным. Выбывающие объемы российских поставок неотвратимо приведут к росту европейских нефтяных цен в краткосрочном периоде. Важно отметить, что рост нефтяных цен в этом случае будет по большей части спекулятивным и с точки зрения экономики мировой рынок сможет без серьезного увеличения затрат на добычу покрыть для европейцев нехватку сырой нефти. Кроме того, выбывающие поставки российской нефти в короткий срок смогут быть покрыты только дополнительной добычей в нестабильных странах Ближнего Востока и Северной Африки. Тогда эти страны станут обеспечивать до 70% от суммарной потребности Европы в импорте нефти (а если санкции коснутся казахской нефти, поставляемой через территорию РФ по КТК, то и до 80%). Такие объемы импорта из региона, где в любой момент существует риск вооруженного противостояния, никаким образом не вяжутся с задачами Европы по обеспечению энергобезопасности и бесперебойного энергоснабжения.

Дополнительный риск для европейской экономики в случае наложения санкций на Россию формируется и на рынке нефтепродуктов, где Европа вынуждена будет получать дополнительные 100-110 млн т нефтепродуктов, преимущественно дизельного топлива, все с тех же ближневосточных заводов. Таким образом, европейцам кроме увеличения зависимости от ближневосточных поставщиков придется инвестировать в собственную убыточную переработку, чтобы обеспечить дополнительные объемы производства нефтепродуктов.

Конечно, возможные санкции могут существенно повлиять на экономическое благосостояние России в течение 3-5 лет после их ввода, однако в этом случае российская экономика произведет полный «разворот» на Китай, обеспечивая поставками сырой нефти колоссальные строящиеся объемы китайской нефтепереработки. Безусловно, это потребует значительных инвестиций в транспортную инфраструктуру (в первую очередь в расширение мощностей ВСТО), а также, возможно, в течение первых лет после ввода санкций – обеспечения транзитных коридоров поставок в Китай, например, через Казахстан, однако уже через 5 лет это позволит российской экономике полностью развернуться на Восток, а вот Европа в этом случае почти полностью потеряет надежного партнера и поставщика сырья.

Прекращение поставок газа будет иметь еще более болезненные последствия для европейских потребителей – свободного газа, способного заместить выбывающие объемы российских поставок, на рынке нет. Европе придется экстренно переключаться на уголь и более дорогостоящие нефтепродукты для обеспечения электростанций и бытовых потребителей, однако и эти возможности ограничены (технически – не более 70 млрд куб. м). Часть спроса останется непокрытой, вероятны серьезные перебои с энергоснабжением Восточной и Центральной Европы, а цены на газ на европейском рынке при этом вырастут вдвое – до 800 долл. 2010/тыс. куб. м. Поскольку Европе придется вступить в жесткую ценовую конкуренцию за дополнительный СПГ с потребителями из АТР, цены вырастут не только на европейском, но и на азиатском рынке СПГ.

Для России перенаправление газовых поставок на азиатский рынок потребует куда больших инвестиций и времени, чем расширение ВСТО, и мировые рынки газа, которые уже сталкиваются с дефицитом, испытают большую нехватку предложения. В этом случае газопровод «Алтай» будет введен в кратчайшие сроки и позволит перенаправить часть газа Западной Сибири на экспорт в Китай (хотя, конечно, полностью восстановить объемы поставок не получится).

Цены

Контролируемый по срокам и параметрам переход к трансляции рыночных соотношений цен на газ и уголь с высоко конкурентного европейского рынка на внутренние энергетические рынки относится к важнейшим условиям эффективного развития энергетики и экономики России

Цены внешних рынков важны для российского ТЭК не только с точки зрения валютной выручки, но и в связи с их влиянием на уровень внутренних цен. Поскольку Россия является крупнейшим экспортером энергоресурсов, в своей внутренней ценовой политике она не может не учитывать внешние цены. Однако рынок энергоносителей в России уже с 1990-х годов характеризовался несбалансированностью ценовых индикаторов. Цены на продукцию нефтяного сектора, наиболее интегрированного с внешним рынком, были практически освобождены от прямого воздействия государства и формируются по принципу нетбэк. В угольной отрасли также уже давно преобладает рыночное ценообразование. В отличие от этого, цены на газ до сих пор регулируются государством, и его политика за последние два десятилетия менялась трижды – от

жесткого сдерживания цен (для обеспечения социальной стабильности и конкурентоспособности промышленности) к опережающему росту в 2002-2013 годах и, наконец, опять к замораживанию цен в связи с торможением роста экономики.

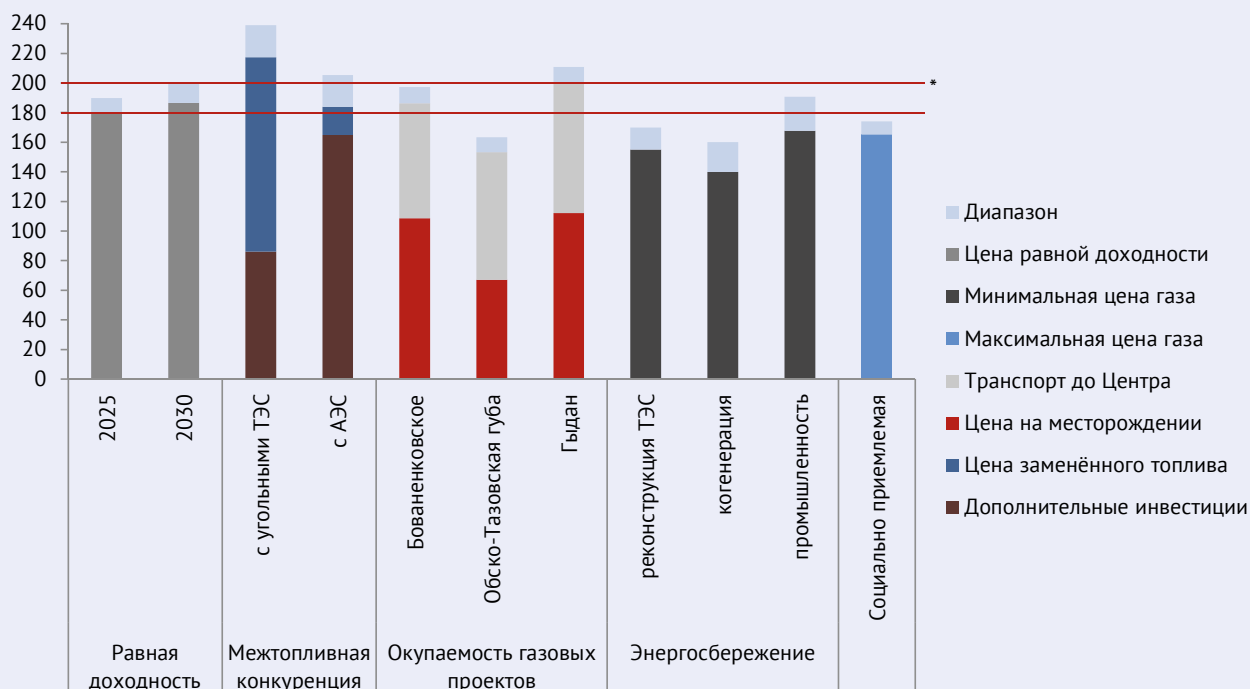
Дальнейшая ценовая политика в газовой отрасли требует определить принципы формирования конкурентных цен газа на внутреннем рынке и сроки перехода от сегодняшних регулируемых к конкурентным ценам газа. Анализ предлагаемых механизмов ценообразования и возможных вариантов формирования внутренних регулируемых и свободных цен на газ показывает, что цены, получаемые различными методами, находятся в достаточно узком диапазоне, отражающем баланс интересов различных стейкхолдеров (Рисунок 3.3). При этом оптимальными для развития экономики страны и отвечающими всем предъявляемым критериям представляются цены равной доходности с европейским рынком, которые обеспечивают экономически правильную оценку внутреннего спроса на газ и его предложения с отбором действительно эффективных инвестиционных проектов и транслируют рыночные цены с высоко конкурентного европейского рынка.

В поисках оптимальной цены на газ: совмещение критериев

Дискуссия о «справедливой» цене на газ ведется в России уже много лет, обычно к этой цене предъявляется ряд требований – она должна быть полезна для промышленных потребителей и населения, но при этом отражать конкурентные преимущества газа, стимулировать газосбережение, и обеспечивать приемлемую норму доходности для производителей. Попытка объединить все эти критерии приведена на Рисунке 3.3.

Рисунок 3.3 – Оптовые цены газа в Центре (Москва) при разных способах ценообразования

долл. 2010/тыс. куб. м



Источник: ИНЭИ РАН

*Красными линиями показан взаимоприемлемый диапазон цен, совпадающий с ценами равной доходности от средневзвешенных европейских цен

Первые два столбца Рисунка 3.3 показывают результаты расчётов **цен равнодоходности** в Центральном регионе (г. Москва и область) для 2025 и 2030 годов (возможные даты «мягкого» выхода внутренних цен газа на равную эффективность с экспортными).

Столбцы 3 и 4 демонстрируют результаты расчётов **цен межтопливной конкуренции** по условию равенства цены производства электроэнергии крупной тепловой электростанцией на газе (по его ценам равной доходности - столбцы 1 и 2) и на угле (его цены рассчитаны для замыкающих шахт Кузнецкого бассейна как «затраты плюс»), а в столбце 4 – такой же газовой и атомной электростанциями. Как видно, угольные электростанции в районе Москвы не конкурентоспособны с газовыми (их зона эффективности начинается с Урала и восточнее), а АЭС могут составить конкуренцию газовым ТЭС, поддерживая уровень цен газа по принципу равной его доходности с экспортом.

В столбцах 5 - 7 приведены результаты расчётов **цен самофинансирования** (включая прибыль с IRR= 12-13% и транспорт газа в район Москвы) из основных районов роста добычи газа в зоне действия ЕСГ. Как видно из Рисунка 3.3, эти цены по крупным замыкающим месторождениям газа способны оказать мощную поддержку ценам равной доходности от европейского рынка, создавая устойчивость всей системы цен российского рынка газа.

В столбцах с 8 по 10 показаны **цены, стимулирующие энергосбережение**. Продemonстрирована достаточность рассматриваемых уровней цен газа для осуществления таких массовых энергосберегающих мероприятий, как 1) реконструкция тепловых электростанций с установкой парогазового оборудования и повышением их КПД на 15%, 2) развитие когенерации (комбинированного производства электроэнергии и тепла) на базе газотурбинного и парогазового оборудования и 3) замещение газа углем и мазутом в различных промышленных процессах.

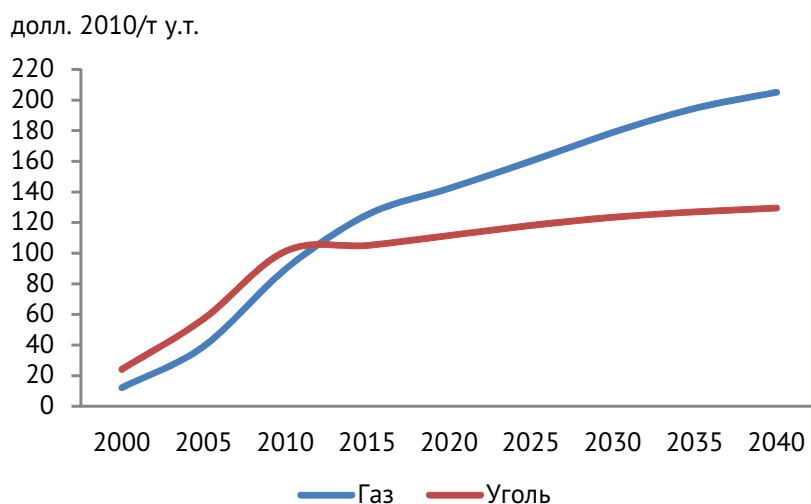
В столбце 11 даны результаты расчётов цен газа, при которых доля расхода на энергию (включая произведенные на газе электроэнергию и тепло) в доходах домохозяйств растёт тем же темпом, с которым повышается их обеспеченность жилой площадью. Диапазон этих **«социально приемлемых цен»** даже несколько ниже цен равной доходности с экспортными.

В обоих сценариях предполагается осуществлять методом «предельных цен» по возможности мягкий переход к уровню цен газа, отвечающему одновременно трём принципам конкурентного ценообразования - 1) «затраты плюс» от замыкающих месторождений газа, 2) межтопливная конкуренция газа с углем на ТЭС и АЭС, 3) равная доходность внутренних цен с экспортными (для территории ЕСГ – со средневзвешенными либо спотовыми на европейском рынке). Инструментами совмещения уровней цен газа служат, с одной стороны, снижение экспортной пошлины (т.е. повышение внутренних цен равной доходности), а с другой – изменение НДС, т.е. цен окупаемости замыкающих месторождений газа.

Прогнозируемое в Разделе 1 снижение цен европейского рынка (и, соответственно, расчетной цены равной доходности) после 2015 года, позволяет, повышая цены газа в России с темпом «инфляция + », выйти на уровень равной доходности в 2025-2027 годах. Конечно, нет гарантий, что правительство выберет именно эту «компромиссную» траекторию, обеспечивающую баланс интересов стейкхолдеров, но именно она представляется наиболее сбалансированной. По крайней мере, именно она заложена в подготовленном Минэнерго РФ проекте Энергетической стратегии России на период до 2035 года.

Относительно равномерное повышение устанавливаемых государством внутренних цен на газ с опережением инфляции на 1-2 процентных пункта за 10-12 лет выведет их на равную доходность со средневзвешенными ценами на европейском рынке газа. Это на 35-60% превысит цены газа в основных районах его потребления над ценами угля (Рисунок 3.4) и поддержит энергосбережение, развитие угольной отрасли, атомной энергетики и возобновляемых источников энергии.

Рисунок 3.4 – Цены газа и угля в Центральном регионе России, долл. 2010/т у.т.



Источник: ИНЭИ РАН

Развитие экономики

Российская экономика в последнее десятилетие

Начиная с 2000 года, российская экономика характеризовалась динамичным развитием – темпы роста российского ВВП почти вдвое превышали среднемировые – по данным Всемирного банка, в 2000-2012 годах они в среднем (в долл. 2005 г.) составили 5,2%, тогда как соответствующие темпы роста других стран Большой Восьмерки составили 0,4-2,2%, среднемировые – 2,7%. Глобальный кризис неожиданно сильно потряс экономику России и за пять лет сбил её с бурного развития на траекторию вялой эволюции. Экономика России довольно устойчиво, хотя и более медленно росла после значительного снижения ВВП в 2009 году. Однако по достижении в 2012 году предкризисного уровня ВВП (в национальной валюте в постоянных ценах), рост практически прекратился. Замедление экономического роста обусловлено, в частности, ухудшением конъюнктуры внешних рынков. В 2013 году началось снижение физических и стоимостных объемов экспорта промышленных и продовольственных товаров. Средний индекс экспортных цен в первой половине 2013 года, по данным Министерства экономического развития (МЭР) России, снизился на 3,4%, тогда как за соответствующий период предыдущего года он увеличился на 5,3%. Ухудшение финансовых показателей ориентированных на экспорт предприятий сопровождалось замедлением внутреннего рынка – снижением инвестиционного спроса в основной капитал при негативной динамике государственных капитальных инвестиций и замедлении корпоративного кредитования. Открывший 21-ый век 7-процентный рост ВВП захлебнулся, и в официальном Прогнозе долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года, выполненном Министерством экономического развития РФ в ноябре 2013 года, представлены в 2-3 раза меньшие темпы развития экономики.

В прогнозный период энергетический сектор России отходит от выполняемой 20 лет роли локомотива российской экономики к выполнению функций активной инфраструктуры, стимулирующей экономический рост не только выручкой от экспорта энергоресурсов, но и надёжным доступом к ним потребителей по приемлемой цене и заказами на продукцию смежных отраслей

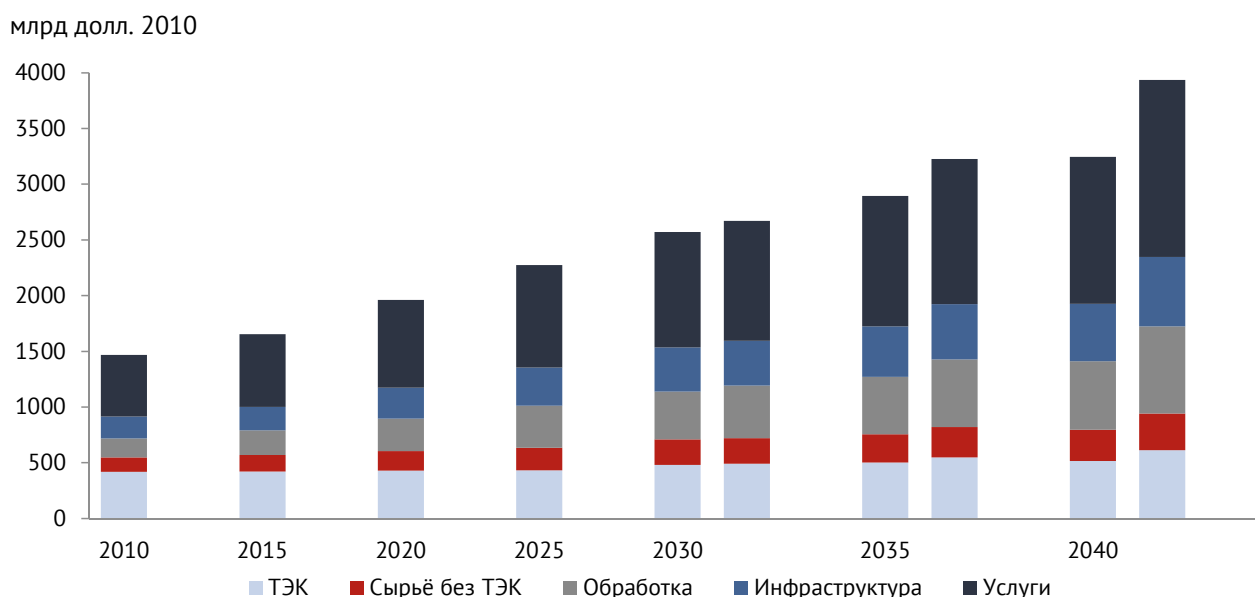
Конъюнктура внешних рынков очень важна для перспектив развития всей экономики России.

Принятая в Базовом сценарии Прогноза-2014 весьма сдержанная динамика ВВП России (Рисунок 3.5) близка к сценарию риск-анализа проекта «Энергетической Стратегии РФ на период до 2035 года» и обусловлена неблагоприятной для России конъюнктурой внешних рынков, снижением инвестиционной привлекательности и отсрочкой основных инновационных программ развития секторов российской экономики.

Сценарий «Другая Азия» создает после 2025 года более благоприятные условия для развития благодаря расширению экспортных возможностей и привлечению новых производств особенно на Дальний Восток и в Сибирь. По этому сценарию экономика России увеличится в 2,7 раза к 2040 году.

ТЭК был основным драйвером экономики России и сможет выполнять эту роль в текущем десятилетии, но в перспективе до 2040 года его вклад в ВВП сократится до 16% (с 29% в 2010 году).

Рисунок 3.5 – Динамика и структура ВВП России, Базовый сценарий и сценарий «Другая Азия»



Сценарии: 1 столбец - Базовый сценарий, 2 столбец - «Другая Азия»

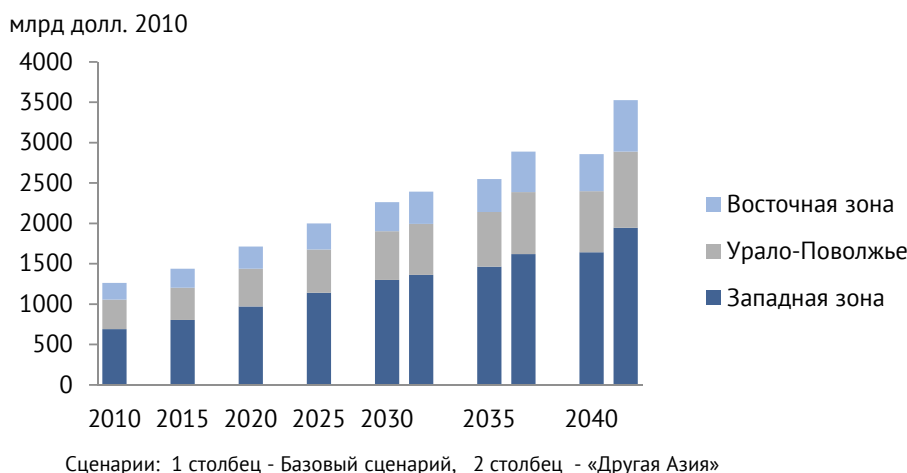
Источник: ИНЭИ РАН

В рассматриваемых сценариях пространственная структура производства ВВП России ведет себя по-разному. В настоящее время она характеризуется весьма высокой неоднородностью. На Востоке страны (в Сибирском и Дальневосточном федеральных округах) производится всего 16,6% ВВП, при этом один Центральный федеральный округ обеспечивает более трети ВВП.

В Базовом сценарии экономика Западной зоны (Центральный, Северо-Западный, Южный, Северо-Кавказский и Крымский федеральные округа) останется самой крупной - она к 2040 году увеличится по сравнению с 2010 годом в 2,5 раза с ростом доли в ВВП страны с 55% до 58% (Рисунок 3.6). Экономика Урало-Поволжской зоны (Уральский и Приволжский федеральные округа) вырастет в 2,2 раза к 2040 году при небольшом сокращении доли с 29% до 26%. Доля Восточной зоны России (Сибирский и Дальневосточный федеральные округа) в экономике страны останется неизменной.

Напротив, в сценарии «Другая Азия» Восточная зона России получит опережающее развитие, ее ВРП утроится в рассматриваемый период за счет появления после 2025 года новых промышленных и мультимодальных логистических центров, которые будут сочетаться с формированием территориально-производственных комплексов энергосырьевой специализации (Нижний Енисей и Приангарье, Республики Саха и Тыва), развитием новых зон добычи полезных ископаемых в Восточной Сибири, освоением зоны БАМа и прилегающих территорий, реализацией крупных проектов на Сахалине, в Хабаровском и Приморском крае.

Рисунок 3.6 – Произведенный ВРП по территориальным зонам, Базовый сценарий и сценарий «Другая Азия»



Источник: ИНЭИ РАН

Внутреннее первичное энергопотребление и проблема энергоэффективности экономики

Особенности энергетики России

Трудами поколений в России на 1/9-ой части суши создан полнокомпонентный и широко диверсифицированный топливно-энергетический комплекс, который производит в 5 раз больше энергии и продаёт её в 8 раз больше, чем средний житель Земли

В энергетике России причудливо сплелись выдающиеся стратегические достоинства и отчасти порождаемые ими же серьёзные тактические недостатки. Их противоборство определяет развитие энергетики и во многом экономики, и даже геополитику страны.

Действительно, Россия располагает наибольшей в мире территорией (11%), на которой предшествующие поколения открыли и подготовили к использованию непропорционально большие – до 15% - разведанных мировых запасов топлива. На этой территории проживает только 2% населения планеты, которое даёт 2,9% мирового ВВП. Россия имеет самую высокую среди развитых стран душевую обеспеченность сравнительно дешёвыми энергоресурсами. При этом «нависание» России над большей частью Евразии и выход к трём океанам создают объективные предпосылки для многовекторных экспортных потоков всех видов энергоресурсов.

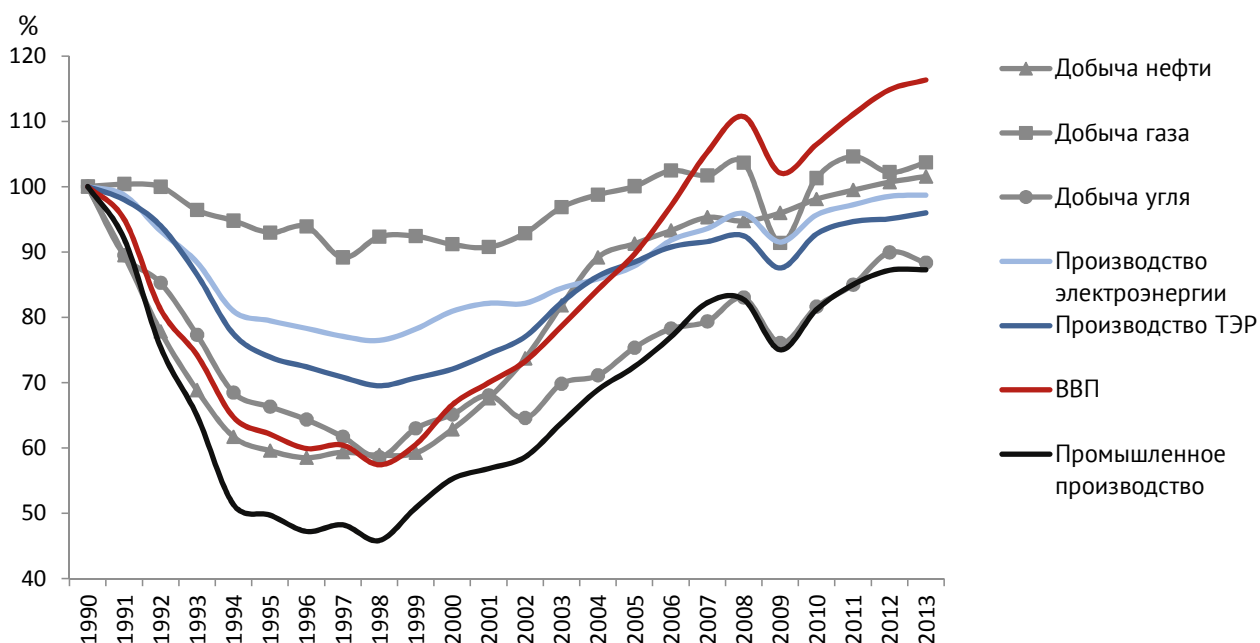
Однако Россия – одна из самых холодных стран, поскольку расположена в основном выше 55° северной широты, и две третьих её территории занимает вечная мерзлота. По сравнению с Центральной Европой, холодный климат на 20% увеличивает расходы энергии на освещение и отопление помещений и на 20-25% удорожает строительство и эксплуатацию жилья и производственных объектов. Кроме того, климатические факторы существенно ухудшают условия использования в России таких возобновляемых источников, как солнечная энергия и биомасса.

Отягчающее действие климата на ТЭК ещё на 8-10% усугубляют самые большие в мире протяжённость и размеры грузовых и пассажирских

перевозок – до 9 тыс. км с запада на восток при крупнейшем в мире объёме общего грузооборота. На 98% его осуществляет наиболее дорогой сухопутный (железнодорожный, трубопроводный и автомобильный) транспорт при очень низкой плотности населения и энергетической инфраструктуры – соответственно в 4 и 7 раз меньше, чем в США и в 7 и 9 раз меньше Европы. При этом особую нагрузку на транспорт (увеличивая расход им топлива и энергии) создаёт большая неравномерность размещения производства и потребления энергоресурсов: например, крупнейший в стране производитель топлива – Тюменская обл. добывает в 12-13 раз больше его расхода крупнейшим потребителем страны – г. Москвой с областью. Только 18% регионов страны обеспечены собственными энергоресурсами, а остальные должны завозить их за сотни и тысячи километров.

Отчасти по этим причинам, но главным образом из-за гипертрофированно сырьевой структуры и плохой организации экономики при большом технологическом отставании Россия потребляет 5,5% мировых энергоресурсов, а энергоёмкость её ВВП (по паритету покупательной способности рубля) в 1,9 раза выше среднемировой, вдвое выше энергоёмкости США и втрое – ведущих стран Европы (см. Рисунок 3.7). В сочетании с экспортной ориентацией энергетики (вывозится до половины производимых энергоресурсов), её нагрузка на экономику в 4,5 раза выше среднемировой: капиталовложения в энергетику достигают 6% от ВВП России при 1,3% по миру в целом.

Рисунок 3.7 – Динамика ВВП (ППС), промышленности и производства энергоресурсов в России



Источник: ИНЭИ РАН

Российский ТЭК в основном создан во времена СССР и тогда был самым крупным мировым производителем энергоресурсов и вторым по их потреблению. После распада СССР ТЭК вместе со всей экономикой пережил самый длительный в истории спад¹ – на 40-50% по производству основных энергоресурсов. К 2008 году большинство его отраслей

1 Это 17-летний социально-экономический кризис, более длительный и почти такой же глубокий, как в 1917-1928 годах, и вдвое продолжительнее военного спада 1941-49 годов.

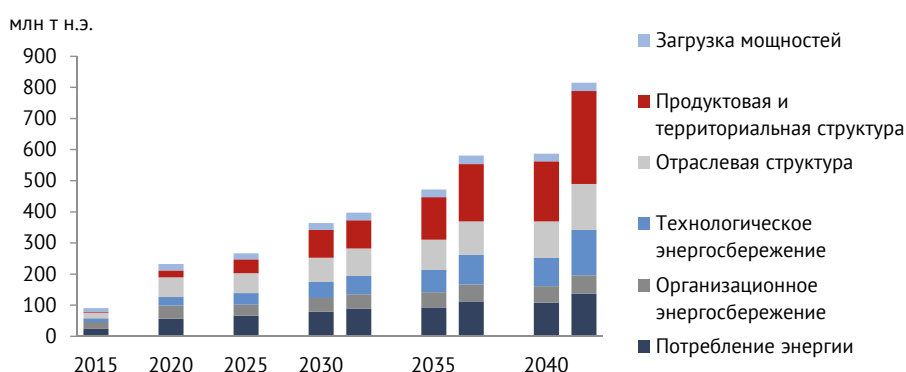
почти достигли предреформенного уровня, а в 2012 году в основном компенсировали спад первой волны глобального кризиса (Рисунок 3.7). Тем не менее, Россия откатилась на четвертое место по производству и на шестое по потреблению первичной энергии среди ведущих игроков энергетических рынков, контролирующих более двух третей мировой энергетики (Рисунок 1.78), хотя сохраняет первое-второе места по добыче нефти и газа, а также лидерство в мировой торговле углеводородами.

Энергосбережение

Низкая энергетическая эффективность – ахиллесова пята экономики России не столько из-за холодного климата, сколько ввиду чрезмерно сырьевой её направленности и устаревших технологий использования топлива и энергии. Полностью устранить эту проблему в предстоящие 25 лет, по-видимому, не удастся.

Для энергоемкой российской экономики вопросы энергоэффективности и энергосбережения являются ключевыми при прогнозировании развития внутреннего рынка. Основные компоненты и факторы российского потенциала энергосбережения показаны на Рисунке 3.8. Главную роль в уменьшении прироста энергопотребления играет структурное энергосбережение (изменение отраслевой и продуктовой структуры экономики с ростом доли неэнергоемких отраслей и продукции), которое в обоих сценариях будет составлять к 2040 году более 50%.

Рисунок 3.8 – Факторы энергосбережения, Базовый сценарий и сценарий «Другая Азия»



Сценарии: 1 столбец – Базовый сценарий, 2 столбец – «Другая Азия»

Источник: ИНЭИ РАН

Наряду со структурной перестройкой экономики будут осуществляться, разумеется, организационные и технологические меры экономии топлива и энергии, то есть целенаправленное энергосбережение. Однако его роль в сокращении прироста спроса составляет лишь около 20% (примерно по 10% эффекта приходится на организационные меры и 10% – на внедрение новых технологий).

Нужно подчеркнуть, что размеры структурного и особенно технологического энергосбережения во многом зависят от динамики внутренних цен топлива и энергии. Политика повышения цен энергоносителей с определенного уровня начнет стимулировать энергосбережение и технологический прогресс в ТЭК, диверсифицировать энергоснабжение за счёт использования твёрдого топлива, атомной энергии и возобновляемых источников энергии, а также повысит финансовую устойчивость и инвестиционную привлекательность топливно-энергетических компаний. Ре-

шающую роль в этом играют цены на природный газ, который и в прогнозный период будет обеспечивать более половины энергопотребления России. Они во многом определяют динамику рыночных цен в угольной отрасли, электроэнергетике, теплоснабжении, жилищно-коммунальном хозяйстве и сказываются на ценах мазута и сырья для нефтехимии.

Объемы энергосбережения напрямую зависят от состояния экономики – в Базовом сценарии энергоемкость в период до 2040 года сократится на 40%, и вдвое – в сценарии «Другая Азия», где за счет высоких темпов роста ВВП имеющийся потенциал энергосбережения будет реализован до 2030 года и далее технологический уровень России не будет отставать от мирового. А в Базовом сценарии более пессимистичный прогноз ВВП обуславливает меньшие по объемам инвестиции в ТЭК, и, соответственно, более медленное структурное совершенствование экономики и продуктовой структуры выпуска, а также более медленное обновление основных фондов, что затягивает снижение энергоемкости. Если добавить к этому сохраняющиеся административные барьеры, а главное – дефицит «длинных денег» и кредитов под энергоэффективные проекты, доступных для мелких участников рынка, то в сочетании с принятой недавно концепцией торможения роста цен на газ это замораживает Россию в состоянии высокой энергоемкости. Кроме того, в «Другой Азии» идет опережающая электрификация экономики.

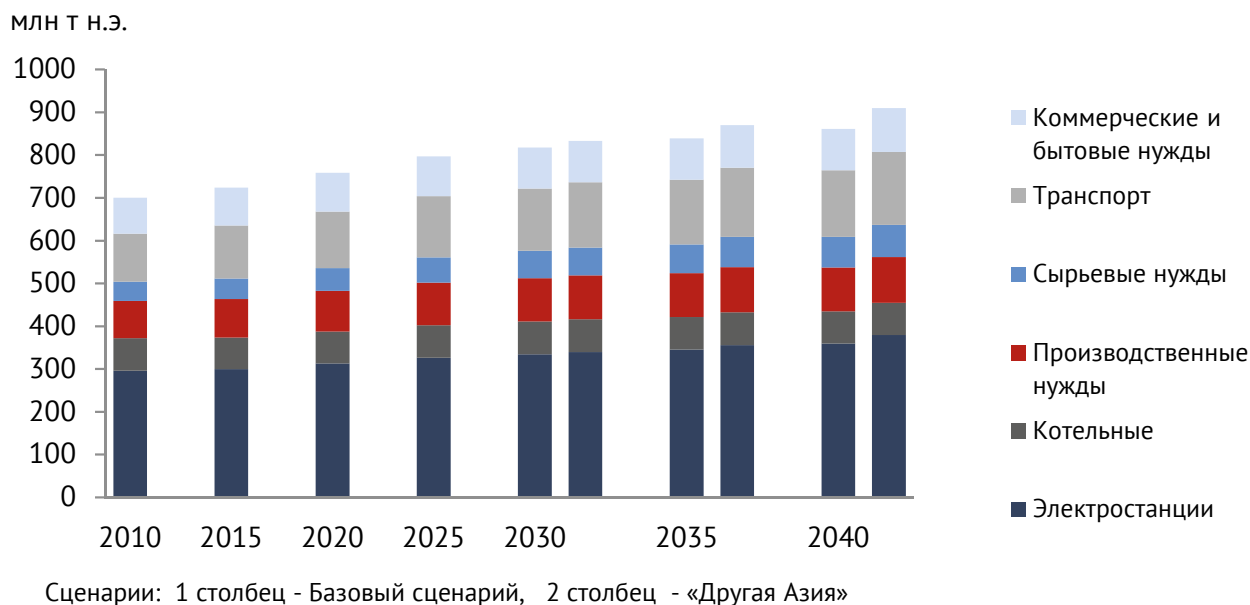
Результатом структурных преобразований в экономике и проведения энергосберегающей политики станет снижение энергоемкости ВВП к 2040 году на 45% по сравнению с 2010 годом (на 2% в год) в Базовом сценарии и в 2 раза (на 2,3% в год) в сценарии «Другая Азия». Прогнозируемые темпы снижения энергоёмкости ВВП будут в 2,8-2,1 раза ниже достигнутых в 2000-2008 годах, когда они составляли в среднем 5,8% в год. Тогда ВВП России рос в среднем на 7% ежегодно (во многом благодаря увеличению экспорта энергоресурсов в 1,6 раза и утроению мировых цен углеводородов – т.е. во многом снижение энергоемкости носило виртуальный характер, а не отражало прогресс в энергосбережении), чего не приходится ожидать в прогнозируемый период. Соответствующие этим тенденциям энергоёмкости и душевого энергопотребления прогнозы внутреннего спроса на энергию приведены в Приложении.

Прогноз энергопотребления по направлениям использования

В прогнозный период рост потребления энергии в России существенно замедлится по темпам роста, а к концу периода – и абсолютно, с приоритетом использования электроэнергии и высококачественного моторного топлива и постепенного замещения угля.

Потребность страны в первичных энергоресурсах увеличится с 2010 по 2040 годы на 22-28%, то есть сформируется явная тенденция замедления (но ещё не остановки) роста внутреннего спроса на энергию. Основной прирост энергопотребления дадут электростанции, сохраняя долю во внутреннем спросе на уровне 42% до 2040 года. Транспорт увеличит долю с 16 до 19% к 2040 году. На 1-1,5% уменьшится доля производственных и бытовых нужд при повышении доли использования топлива в качестве сырья с 6,5 до 8% (Рисунок 3.9).

Рисунок 3.9 – Направления использования первичной энергии, Базовый сценарий и сценарий «Другая Азия»



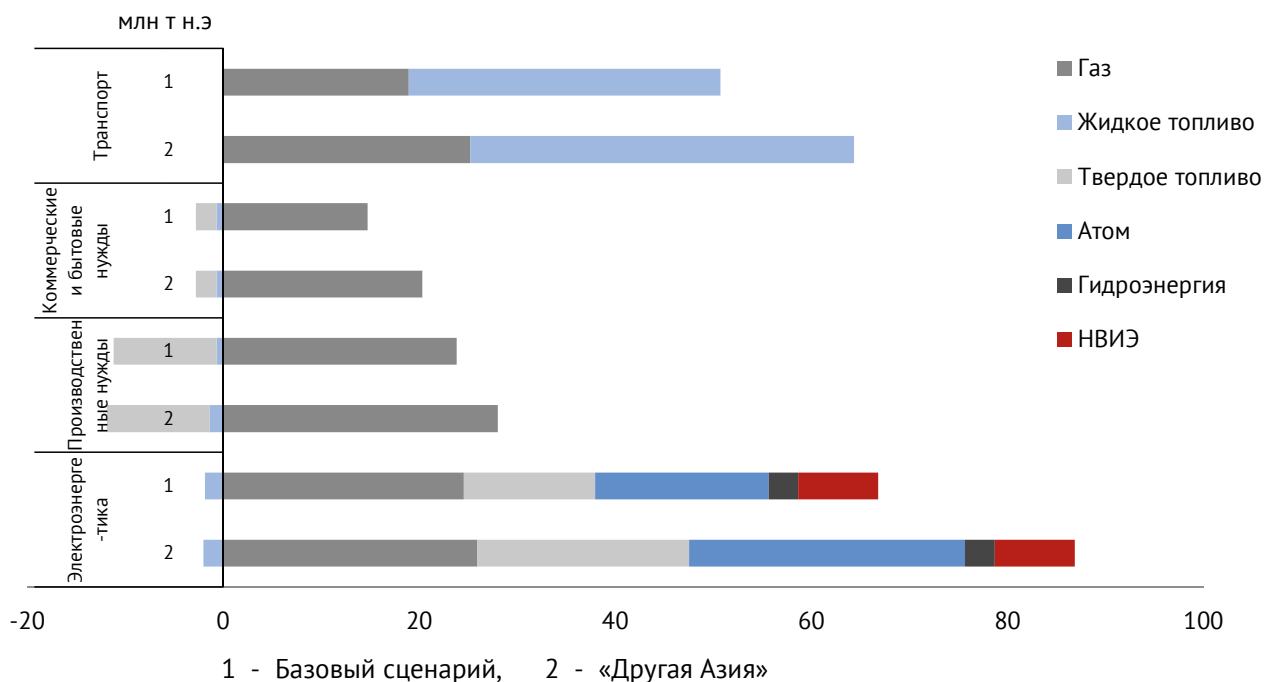
Источник: ИНЭИ РАН

Природный газ останется в России абсолютно и относительно наиболее используемым энергоресурсом, обеспечивая 51-53% общего потребления первичной энергии.

Первичное энергопотребление по видам топлива

Динамика потребления отдельных видов топлива будет сильно отличаться по направлениям использования, но всем им, кроме транспорта, основной прирост обеспечит природный газ (Рисунок 3.10).

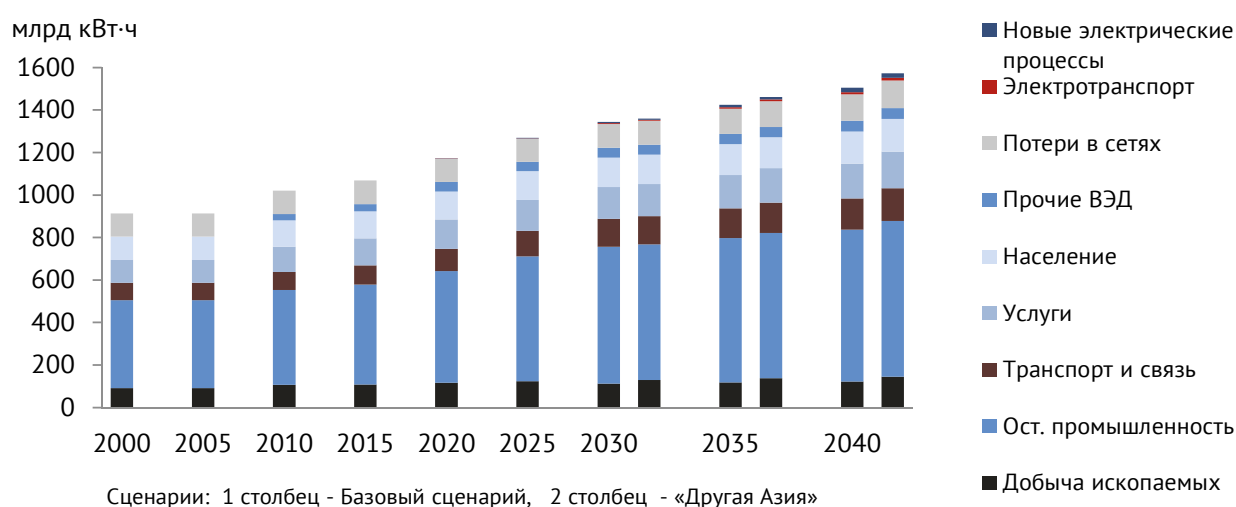
Рисунок 3.10 – Прирост потребления по секторам по видам топлива за 2010-2040 годы, Базовый сценарий и сценарий «Другая Азия»



Источник: ИНЭИ РАН

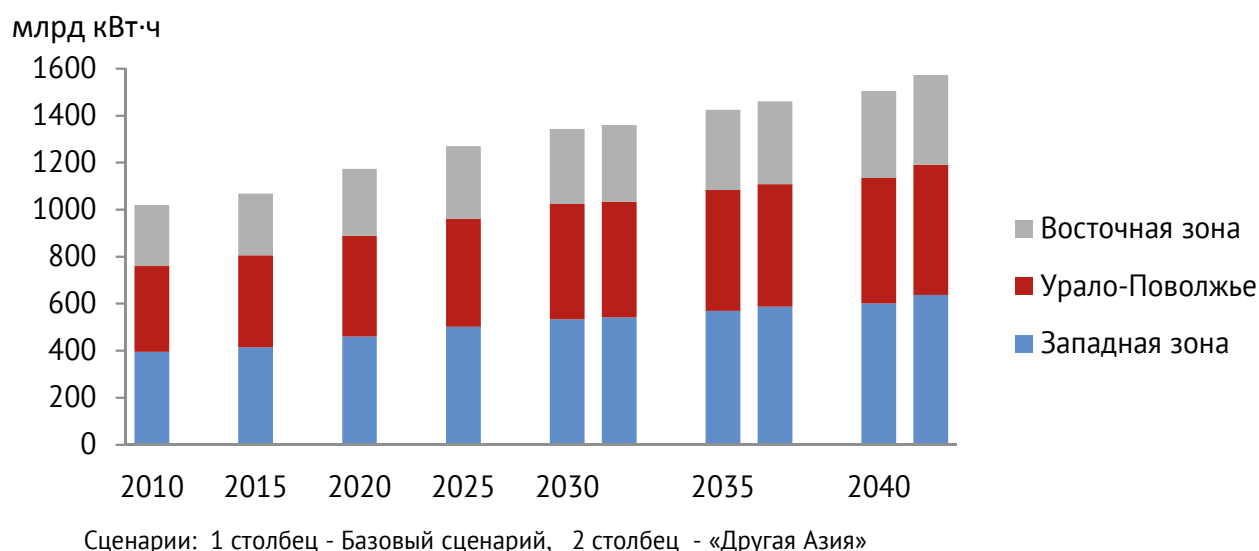
Потребление электроэнергии увеличится к 2040 году на 43-54%. Основной рост спроса дадут обрабатывающая промышленность (70%), транспорт и связь (более 80%), удвоится электропотребление строительства, на 45% увеличится спрос сферы услуг и на 25% – коммунального хозяйства (Рисунок 3.11). Потери в сетях увеличатся на 17%, то есть вдвое меньше прироста электропотребления. Интенсифицируется замещение электроэнергией моторных топлив на железнодорожном и автомобильном транспорте (1-3% их расхода к 2040 году) и газа на собственных нуждах газопроводов (2-3% к концу рассматриваемого периода), в промышленности и коммунальном хозяйстве с уменьшением их спроса на 2-3 % к 2040 году.

Рисунок 3.11 – Потребление электроэнергии по видам экономической деятельности, Базовый сценарий и сценарий «Другая Азия»



Источник: ИНЭИ РАН

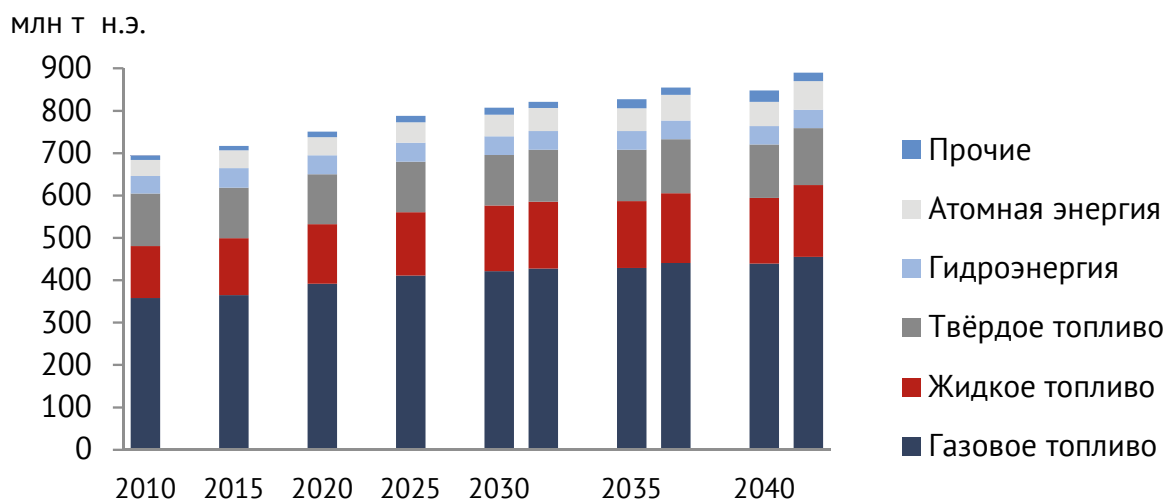
Рисунок 3.12 – Потребление электроэнергии по территориальным зонам, Базовый сценарий и сценарий «Другая Азия»



Источник: ИНЭИ РАН

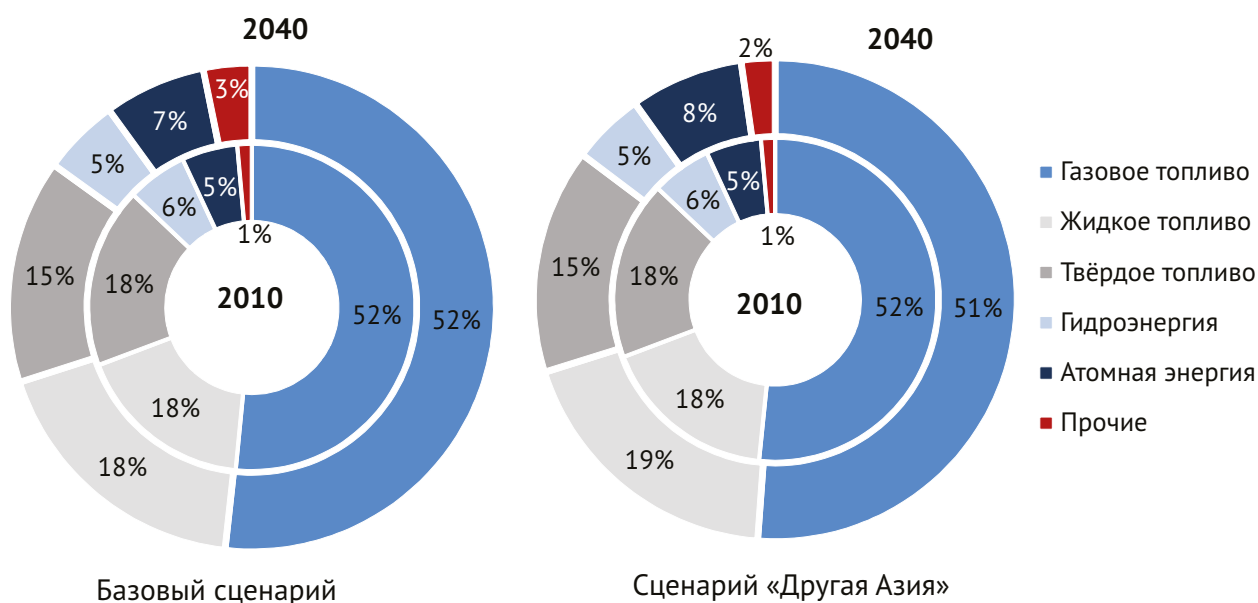
Результирующая структура внутреннего энергопотребления по видам первичной энергии представлена на Рисунке 3.13. Доминирующим энергоресурсом останется природный газ при сохранении доли в потреблении первичной энергии 51-52% до 2040 года. До 2035 года стабилизируется также доля нефтепродуктов (18-19% – при кратном сокращении использования мазута).

Рисунок 3.13 – Потребление основных видов первичных энергоресурсов, Базовый сценарий и сценарий «Другая Азия»



Источник: ИНЭИ РАН

Рисунок 3.14 – Структура потребления основных видов первичных энергоресурсов в 2010 и в 2040 годах для двух сценариев, %



Источник: ИНЭИ РАН

С 13% в 2010 году до 15% к 2040 году возрастёт использование неуглеродных энергоресурсов: они будут вытеснять в основном твёрдые топлива, доля которых уменьшится с 18% в 2010 году до 15% в 2040 году при абсолютном сокращении использования всеми потребителями, кроме электростанций.

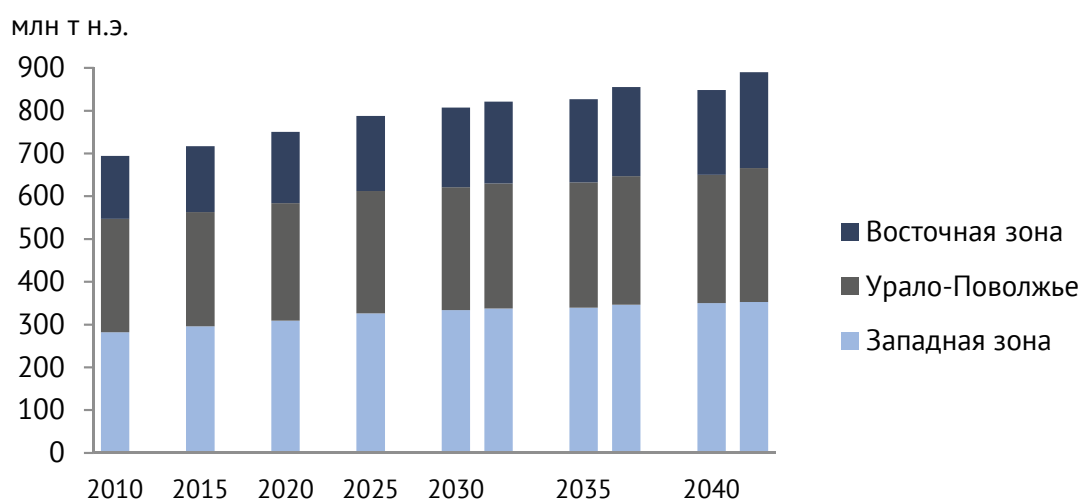
В основном неуглеродные энергоресурсы будут представлены атомной энергией (использование которой увеличится на 50-80% к 2040 году при росте доли в общем энергопотреблении с 5,5% до 6,8-7,6% к 2040 году). Ещё быстрее (в 2,1-2,8 раза к 2040 году) увеличится использование НВИЭ, но все равно их доля в потреблении первичной энергии будет оставаться очень низкой – около 2-3% в 2040 году.

Первичное энергопотребление по территориальным зонам

Немного уменьшить извечный перекося территориального распределения энергопотребления с доминированием европейских районов России удастся лишь в сценарии «Другая Азия» опережающим развитием восточных районов

Сценарные прогнозы потребления первичной энергии по территориальным зонам показаны на Рисунке 3.15. Энергопотребление в Восточной зоне растёт наиболее динамично – на 34% в Базовом сценарии на 53% в сценарии «Другая Азия», тем самым увеличивая долю региона в общем энергопотреблении до 23-25 % к 2040 году. Спрос на энергию в Западной зоне вырастет на 24% к 2040 году, однако в общей структуре доля региона так и останется примерно на уровне в 40%. Умеренный рост потребления в Урало-Поволжье на 13-18% приведет к сокращению доли региона в структуре потребления на 3% к 2040 году.

Рисунок 3.15 – Потребление первичной энергии по территориальным зонам, Базовый сценарий и сценарий «Другая Азия»

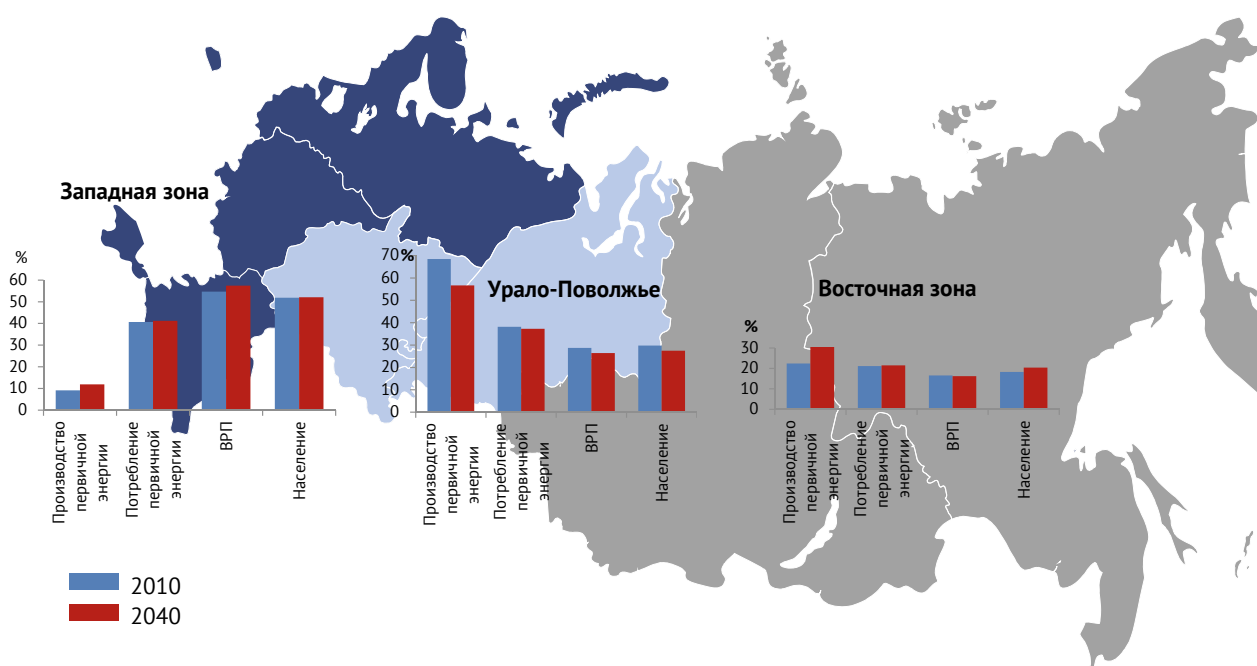


Сценарии: 1 столбец - Базовый сценарий, 2 столбец - «Другая Азия»

Источник: ИНЭИ РАН

Сводная доля населения, ВРП и энергопотребления представлены ниже (Рисунок 3.16).

Рисунок 3.16 – Доля населения, ВРП и энергопотребления по территориальным зонам на 2010 и 2040 годы



Источник: ИНЭИ РАН

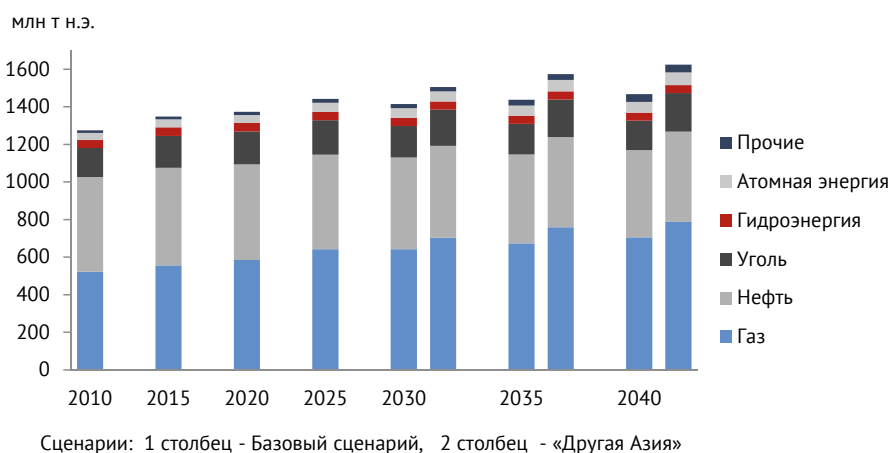
Производство энергоресурсов

Производство энергоресурсов по видам топлива

В отличие от растущей диверсификации мирового производства по видам первичной энергии в России усиливается доминирование производства природного газа при некотором увеличении доли неуглеродных энергоресурсов.

В Базовом сценарии к 2040 году производство энергоресурсов в России увеличится только на 15% (Рисунок 3.17). Газ и нефть сохраняют доминирующее положение в производстве первичной энергии практически без изменения их общей доли (80%). Небольшое снижение доли углеводородов к концу периода полностью компенсируется увеличением использования неуглеродных энергоресурсов (с 7,3% в 2010 году до 9,3-9,7% в 2040 году), в основном – атомной энергии.

Рисунок 3.17 – Производство первичной энергии по видам топлива, Базовый сценарий и сценарий «Другая Азия»



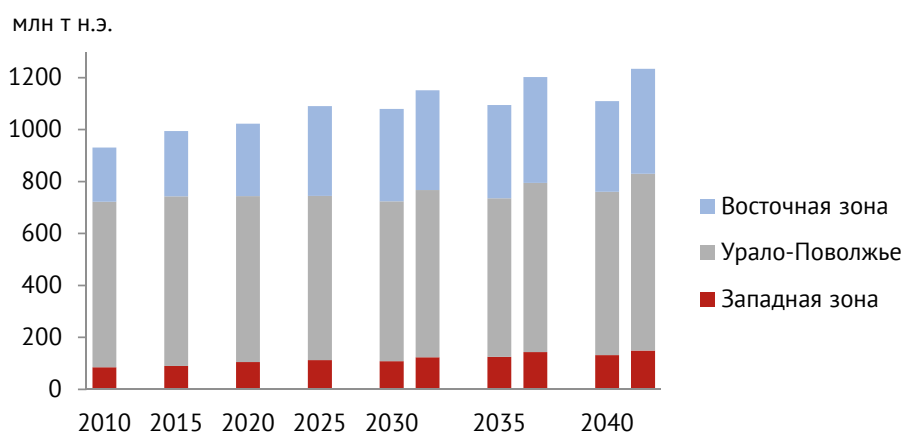
Источник: ИНЭИ РАН

Производство энергоресурсов по территориальным зонам

Прогнозируется смягчение огромной неравномерности размещения производства энергоресурсов по территории России за счёт опережающего роста добычи топлива в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, особенно в сценарии «Другая Азия»

Производство энергетических ресурсов по территориальным зонам России показано на Рисунке 3.18. Проблемой ТЭК России является чрезмерная концентрация производства ТЭР в Урало-Поволжской зоне - 71% общероссийского производства ТЭР в 2010 году. Хотя объёмы производства к 2040 году увеличатся, доля региона уменьшится до 61% благодаря ускоренному росту производства ТЭР в Восточной зоне (на 57-81%).

Рисунок 3.18 – Производство первичной энергии по территориальным зонам, Базовый сценарий и сценарий «Другая Азия»



Сценарии: 1 столбец - Базовый сценарий, 2 столбец - «Другая Азия»

Источник: ИНЭИ РАН

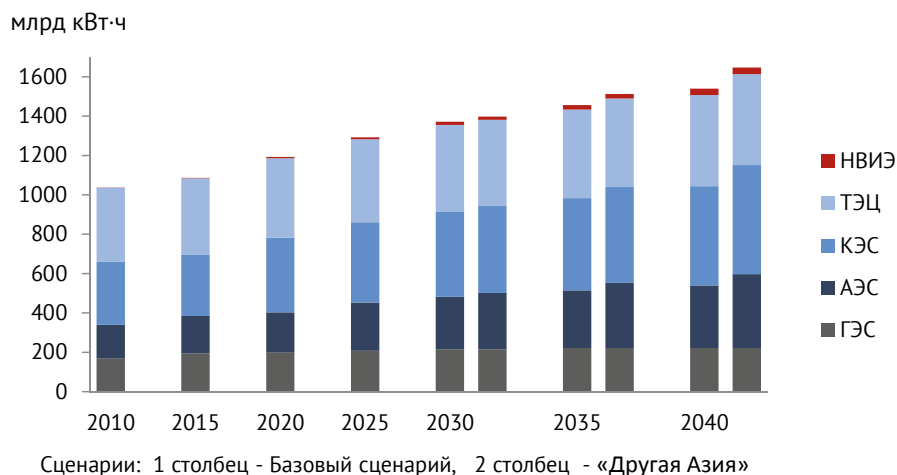
Электроэнергетика и централизованное теплоснабжение

Электроэнергетика вдвое опередит, а централизованное теплоснабжение – вдвое отстанет от темпов роста производства первичной энергии, но оба сектора будут иметь единый драйвер – опережающее развитие распределённой когенерации электроэнергии и тепла с объединением в интеллектуальные энергосистемы

Электроэнергетика России также пострадала от кризиса, хотя его прямым следствием стало снятие угрозы дефицита электроэнергии из-за снижения спроса в 2009 году на 4,4% по стране и ещё больше в лидирующих регионах. Кризис совпал с децентрализацией управления отраслью и приватизацией большей части электростанций при тяжёлых инвестиционных обязательствах только что созданных частных генерирующих компаний. Он многократно уменьшил капитализацию всех энергокомпаний, соответственно снизив их возможности привлекать кредиты, плата за которые в свою очередь удвоилась. Вместе с замедлением роста спроса на электроэнергию это осложнило инвестиционные процессы и исказило начатую в 2008 году реформу отрасли с её идеологией приоритета частных инвестиций, вызвав быстрый рост цен и тарифов для потребителей электроэнергии и тепла.

При прогнозной потребности национального хозяйства в электроэнергии и ожидаемых размерах экспорта, её производство в стране увеличится к 2040 году на 48-59% (Рисунок 3.19).

Рисунок 3.19 – Выработка электроэнергии, Базовый сценарий и сценарий «Другая Азия»



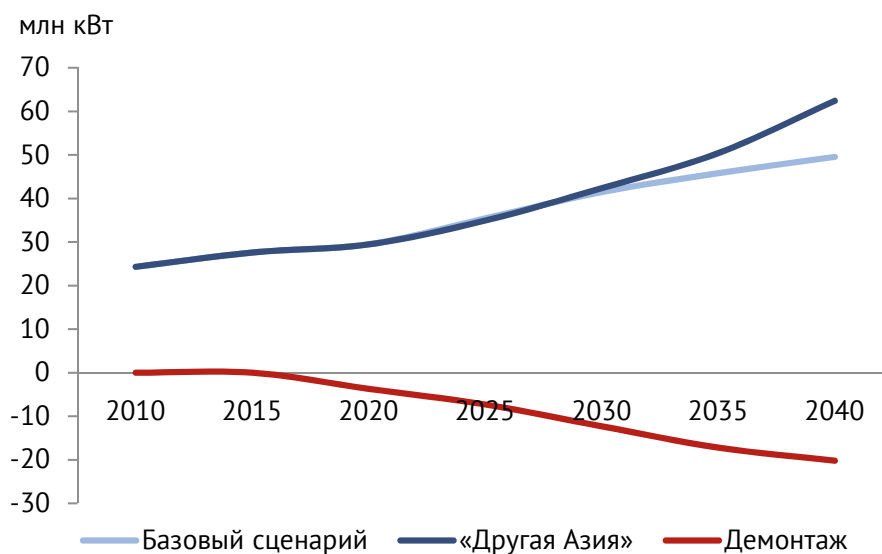
Источник: ИНЭИ РАН

Основой российской электроэнергетики останутся тепловые электростанции (62-63% общего производства электроэнергии в 2040 году при 67% в 2010 году) с опережающим ростом выработки конденсационными электростанциями (КЭС – на 57-73% к 2040 году) при умеренном увеличении производства электроэнергии теплоэлектроцентралями (ТЭЦ) на 23% в 2040 году из-за медленного роста спроса на отпускаемое ими тепло.

Увеличится выработка ГЭС, но их доля в производстве электроэнергии уменьшится с 16,3 до 13-15% в 2040 году из-за почти полного использования гидроресурсов в основных районах электропотребления. Чемпионом ускорения роста будет выработка электроэнергии на нетрадиционных возобновляемых энергоресурсах (в 19 раз с 2010 до 2040 года в обоих сценариях), но их доля в производстве электроэнергии составит около 2% в 2040 году.

Второй после КЭС абсолютный прирост производства электроэнергии обеспечат АЭС – в 1,9-2,2 раза к 2040 году. Особую роль атомная энергетика играет в сценарии «Другая Азия» - за счет электрификации многих сфер деятельности ядерная энергетика позволит всё больше замещать электроэнергией моторные топлива на транспорте и газ на приводе газопроводов, в промышленности и коммунальном хозяйстве. Кроме того, АЭС вытеснят часть тепловых электростанций (в основном конденсационных), высвобождая дополнительный газ на экспорт и уменьшая цену электроэнергии для потребителей. Это увеличит вдвое по сравнению со сложившимся трендом приросты мощности АЭС в 2025–2040 годах (Рисунок 3.20). На 35-40% вырастут инвестиции в электроэнергетику и заказы инвестиционному комплексу, а по цепочке межотраслевых связей – обслуживающим его отраслям. При этом каждый рубль инвестиций в ядерную энергетiku увеличит ВВП страны на 3,5-4 руб. и на 0,8-1 руб. – доходы населения. Реализация этого технологического прорыва является одной из важных стратегических инициатив в российском ТЭК в рассматриваемой перспективе.

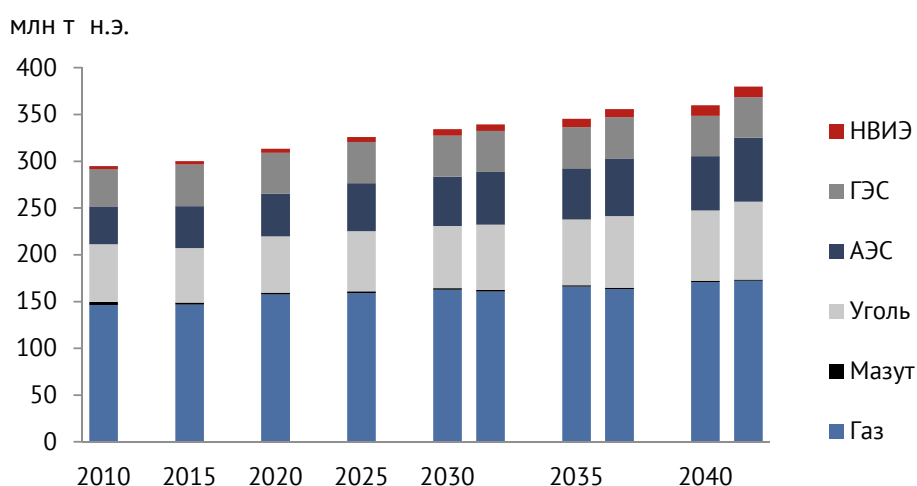
Рисунок 3.20 – Динамика мощности атомных электростанций, Базовый сценарий и сценарий «Другая Азия»



Источник: ИНЭИ РАН

Как крупнейший потребитель первичной энергии, электростанции увеличат её расход на 21-28% к 2040 году. Из общего расхода первичной энергии 67-69% в 2040 году придётся на углеродное топливо (в 2010 году – 72%), потребление которого увеличится на 15-20% (Рисунок 3.21). Основным топливом для электростанций останется природный газ, доля которого сохранится на уровне 67-69%. В 5 раз уменьшится сжигание мазута, а доля твёрдого топлива увеличится с 29% в 2010 году до 30-33% к 2040 году.

Рисунок 3.21 – Потребление первичной энергии электростанциями, Базовый сценарий и сценарий «Другая Азия»

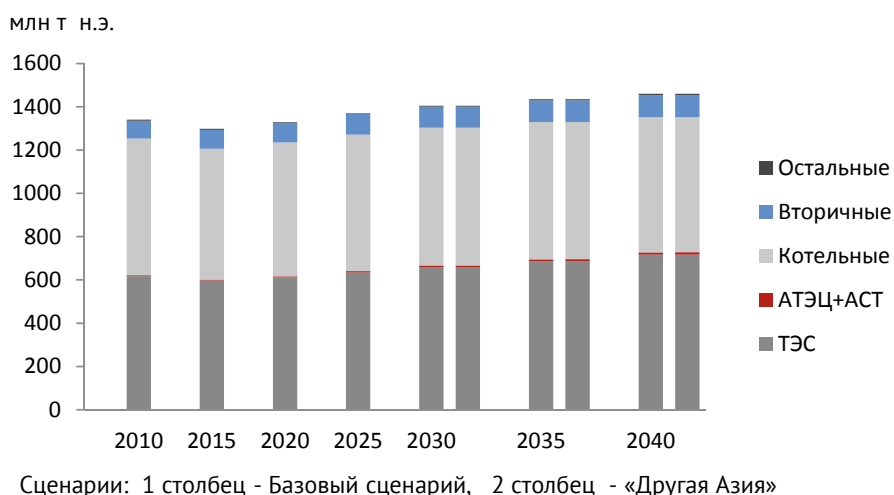


Сценарии: 1 столбец - Базовый сценарий, 2 столбец - «Другая Азия»

Источник: ИНЭИ РАН

Ожидается слом многолетней тенденции сокращения размеров централизованного теплоснабжения. Возобновление роста теплопотребления отчасти обеспечит масштабное жилищное строительство в крупных городах и развитие теплоёмких отраслей промышленности, но главный прирост, особенно в целевом сценарии, даст опережающее развитие распределённой когенерации в средних городах и новых районах многоэтажной застройки. В результате спрос на тепло в зоне централизации увеличится на 7-13% к 2035 г. и 12-22% к 2050 г. и половину его обеспечат ТЭЦ преимущественно малой и средней мощности, а доля центральных котельных сократится с 47,2% до 44-42% в 2035 г. (Рисунок 3.22).

Рисунок 3.22 – Структура выработки тепла, Базовый сценарий и сценарий «Другая Азия»



Источник: ИНЭИ РАН

Расход топлива центральными котельными до 2025 года не превысит уровня 2010 года и останется на этом уровне до 2040 года. Основу по-прежнему будет составлять природный газ – его доля увеличится с 74% в 2010 году до 78% в 2040 году, а доля биомассы – с 2,8% до 4,6%, но основной рост использования нетрадиционных возобновляемых ресурсов пойдет в децентрализованном теплоснабжении.

Россия останется в тройке мировых лидеров нефтяной промышленности, проведя глубокую технологическую модернизацию и территориальную диверсификацию всех звеньев нефтяной отрасли, резко увеличит состав и повысит качество выпускаемых продуктов при полном удовлетворении внутреннего спроса и серьезной переориентации на рынок АТР

Нефтяная отрасль

Добыча

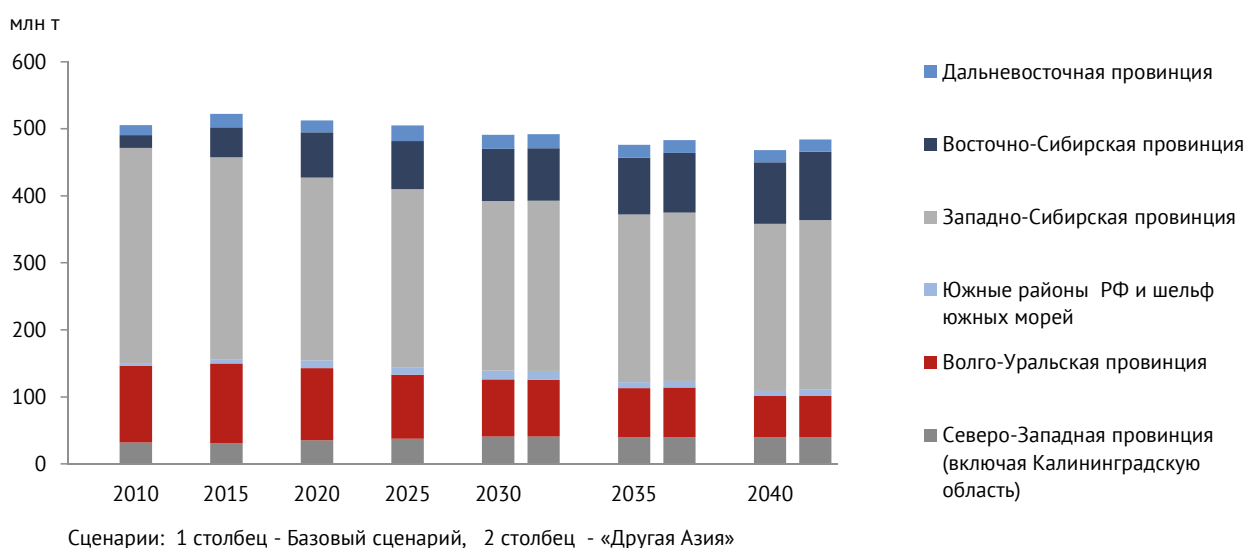
Нефтяная отрасль менее других пострадала от кризиса, поскольку и ранее при высоких ценах нефти таможенными пошлинами изымалась большая часть прибыли компаний, а в ходе кризиса предоставленные налоговые льготы и снижение цен на расходные материалы при девальвации рубля обеспечили их приемлемую экономику. Последовавший же подъём мировых цен нефти позволил восстановить инвестиционные программы нефтяных компаний.

В Базовом сценарии Прогноза-2014 добыча нефти и газового конденсата в Российской Федерации достигает пика и постепенно снижается - с

523 млн т в 2013 году² до 522 млн т к 2015 году, после чего продолжит уменьшаться вплоть до конца прогнозного периода до отметки в 468 млн т. Снижение добычи обусловлено в первую очередь выработкой уже эксплуатируемых месторождений в ключевых нефтедобывающих регионах страны (в Западной Сибири).

В сценарии «Другая Азия» более благоприятная конъюнктура внешних рынков позволяет увеличить собственную добычу в Российской Федерации, по сравнению с Базовым сценарием после 2025 года (Рисунок 3.23).

Рисунок 3.23 – Добыча нефти и газового конденсата в Российской Федерации по ключевым регионам добычи, Базовый сценарий и сценарий «Другая Азия»



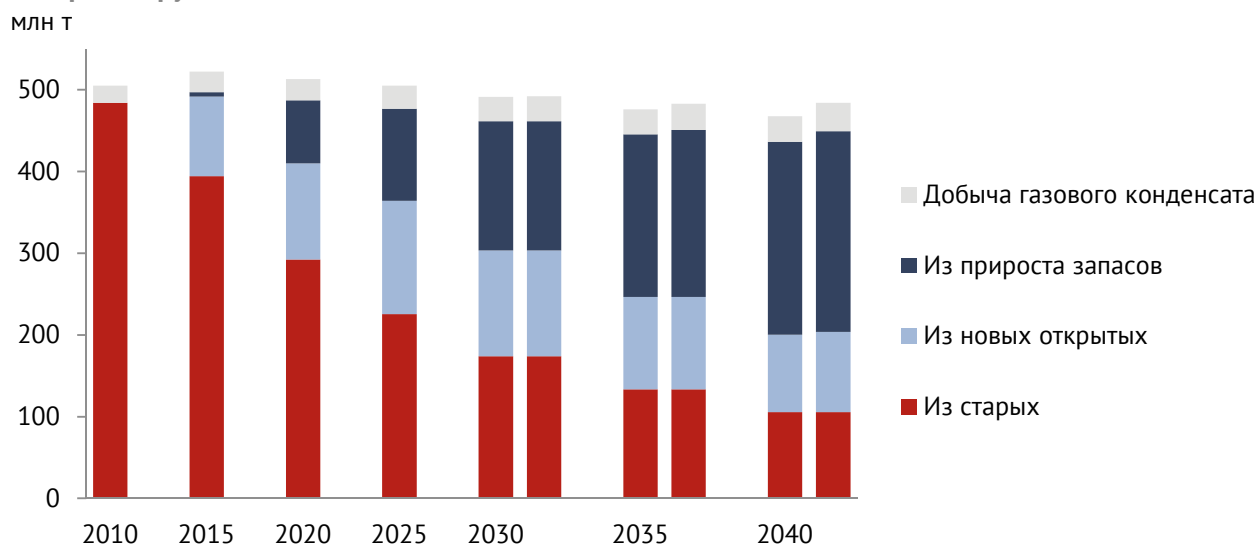
Источник: ИНЭИ РАН

Несмотря на снижение добычи в Базовом сценарии, даже на конец прогнозного периода ключевые добычные мощности страны будут по-прежнему сконцентрированы в Тюменской области, на ее долю к 2040 году будет приходиться 51% всей добываемой нефти и газового конденсата (по сравнению с 61% в 2010 году). Частично компенсируют падение добычи вводы в эксплуатацию месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока (так, добыча в Восточной Сибири возрастает с 19 млн т в 2010 году до 92-102 млн т в 2040 году, а добыча на Дальнем Востоке - с 15 млн т до 23 млн т к 2025 году, а затем снижается до 18 млн т к 2040 году), в частности – полноценный ввод в эксплуатацию месторождений Ванкорского блока, а также увеличение добычи на Сахалинских проектах.

Необходимо отметить значительную роль, которую должна сыграть в прогнозном периоде геологоразведка, ведь к 2040 году более 50% добычи во всех сценариях должно обеспечиваться за счет прироста запасов и перевода запасов за счет доразведки месторождений из категории С2 в категорию С1.

Еще одним фактором сдерживания падения добычи станет развитие газовой отрасли, то есть разработка месторождений «жирного» газа (Рисунок 3.24).

Рисунок 3.24 – Добыча нефти и газового конденсата в РФ по типам запасов, Базовый сценарий и сценарий «Другая Азия»



Сценарии: 1 столбец - Базовый сценарий, 2 столбец - «Другая Азия»

Источник: ИНЭИ РАН

В сценарии «Другая Азия» повышенный внутренний спрос требует не столь резкого, как в Базовом сценарии, падения добычи после 2025 года. Добычу можно повысить по сравнению с Базовым сценарием масштабным использованием методов увеличения нефтеотдачи пластов (МУН) и внедрением отечественных технологий добычи сланцевой нефти на месторождениях Баженовской свиты, но переломить падение добычи не удастся.

России не удастся удержать добычу нефти на текущем уровне, даже реализация представленных сценариев потребует масштабных инвестиций в геологоразведку и освоение новых технологий

Рост трудноизвлекаемых запасов в России (их доля составляет более 60% отечественных запасов³) и высокая выработанность действующих месторождений нефти резко снизили среднеотраслевой коэффициент нефтеотдачи пластов: если в середине 1980-х годов в среднем по России коэффициент извлечения нефти (КИН) был более 40%, то к 2010 году он снизился до 30%⁴.

Применение МУН позволит существенно нарастить ресурсную базу нефтяной промышленности за счет увеличения КИН. Так, если в Базовом сценарии ожидается увеличение КИН по сравнению с уровнем 2010 года на 10%, то при масштабном внедрении МУН на действующих российских месторождениях КИН может увеличиться еще на 10% с приростом добычи почти на 20 млн т уже к 2035 году. Но методы увеличения нефтеотдачи серьезно повышают затраты на добычу. По оценкам компании Ernst&Young⁵, текущие удельные затраты (без налогов) на российских месторождениях в случае применения МУН могут возрасти с нынешних

³ [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Advanced-recovery-methods-in-Russia/\\$FILE/Advanced-recovery-methods-in-Russia.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Advanced-recovery-methods-in-Russia/$FILE/Advanced-recovery-methods-in-Russia.pdf)

⁴ По данным Минэнерго.

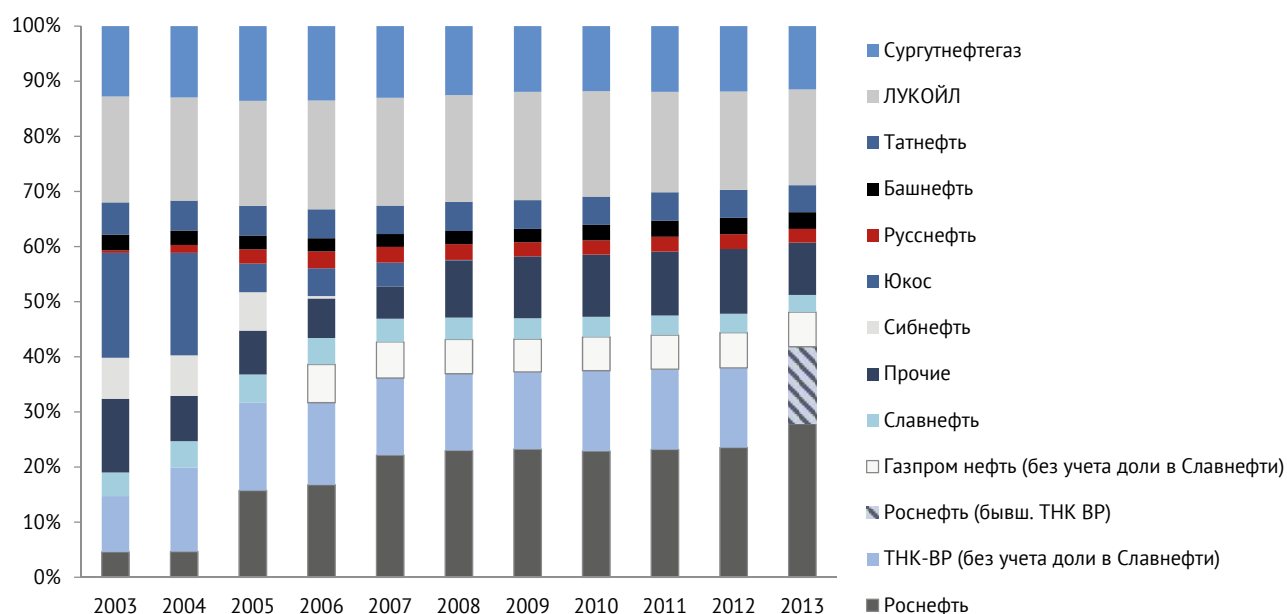
⁵ [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Advanced-recovery-methods-in-Russia/\\$FILE/Advanced-recovery-methods-in-Russia.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Advanced-recovery-methods-in-Russia/$FILE/Advanced-recovery-methods-in-Russia.pdf)

15 долл. 2010/барр. до 50 долл.2010/барр⁶, и потребуются снижение налогов, чтобы проекты с использованием МУН стали привлекательны для компаний при прогнозируемых ценах нефти.

Значительный прирост добычи может быть обеспечен за счет еще одной технологической инновации – начала добычи в России сланцевой нефти на **Баженовской свите**, запасы которой оцениваются в 500 млн т. На данном этапе здесь уже введены существенные налоговые преференции, в частности, льготы по НДС для месторождений с выработкой менее 3%. Однако, учитывая сложную нетрадиционную структуру залежей, большая часть месторождений еще остается нерентабельной при нефтяных ценах Базового сценария. При расширении налоговых льгот для месторождений Баженовской свиты, добыча сланцевой нефти в России может превысить 20 млн т к 2025 году.

Еще одним перспективным направлением повышения производства нефти в России является **разработка битуминозных и высоковязких нефтей**, в частности – в Татарстане. По нашим оценкам, освоение нефтяных битумов может увеличить добычу нефти по сравнению с Базовым сценарием на 10 млн т к 2040 году.

Рисунок 3.25 – Структура добычи нефти в России по компаниям



Источник: ИНЭИ РАН

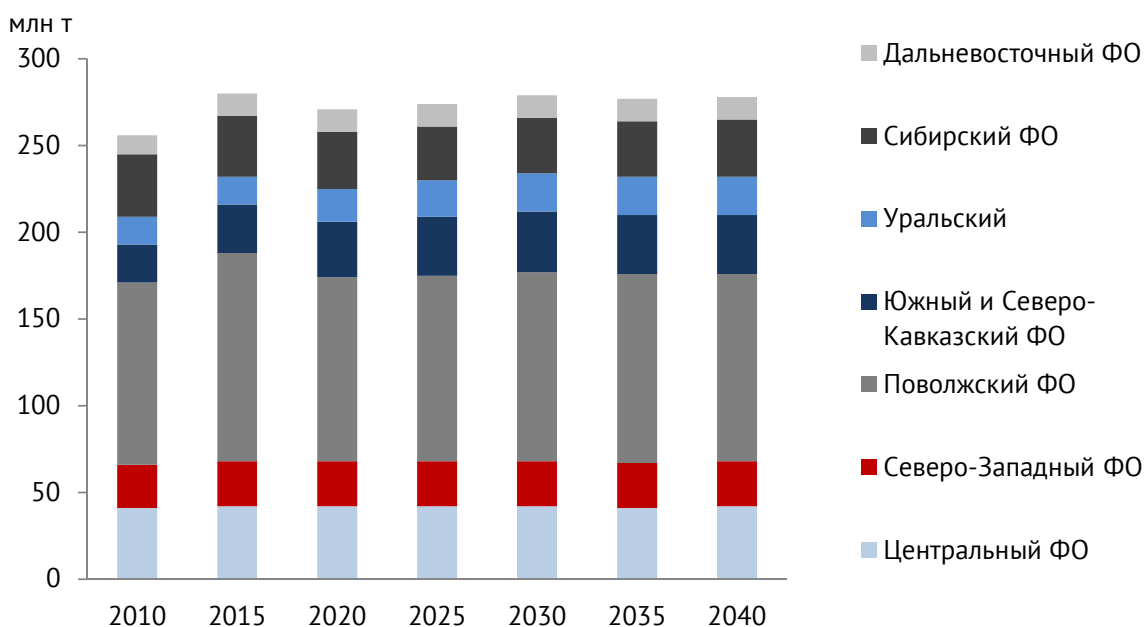
Особенностью развития российской нефтедобычи с точки зрения корпоративной структуры становится все большая концентрация активов в руках подконтрольных государству компаний (Рисунок 3.25). Еще в начале 2000-х годов все ключевые добычные активы были сосредоточены в руках частных корпораций, а на долю подконтрольной государству Роснефти приходилось менее 5% от добычи страны. За последние 10 лет доля подконтрольной государству добычи (Роснефти, Газпромнефти и Славнефти) увеличилась до 50%, а в абсолютных объемах - более чем в 13 раз.

6 <http://pravdaurfo.ru/articles/polmilliarda-tonn-uglevodorodov-gosduma-izvlechets-iz-nedr-yugry-nalogovymi-lygotami>

Нефтепереработка

Объемы нефтепереработки в России в Базовом сценарии станут снижаться после 2015 года. Прогнозируемое снижение загрузки будет связано в первую очередь с перенасыщением нефтепродуктами рынка Европы: при падающем спросе на нефтепродукты в 2015-2020 годах за европейских потребителей будут конкурировать российские, ближневосточные, азиатские и собственные европейские поставщики продуктов переработки, при этом сохранятся и поставки дизельного топлива из США. После 2020 года ожидается постепенное восстановление объемов первичной переработки нефти в России – до 280 млн т к 2040 году (Рисунок 3.26) – при систематическом росте производства нефтяных моторных топлив и сырья для нефтехимии за счёт увеличения глубины переработки нефти с 71,1% в 2010 году до 85% в 2040 году с повышением выхода светлых нефтепродуктов соответственно с 55% до 73% (Рисунок 3.27).

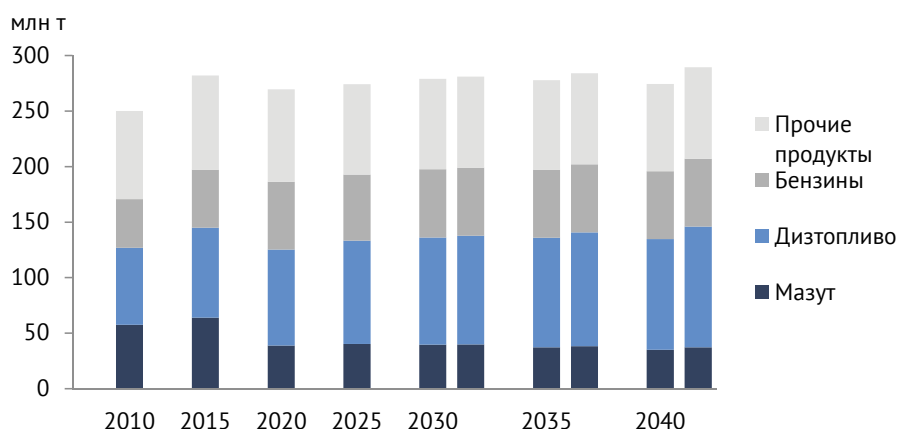
Рисунок 3.26 – Объемы переработки нефти по Федеральным Округам, Базовый сценарий



Источник: ИНЭИ РАН

Отечественной нефтепереработке при современной структуре процессов и в нынешнем составе НПЗ для удовлетворения потребности страны в моторных топливах и нефтепродуктах потребуются модернизация и расширение мощностей как первичной переработки, так и углубляющих процессов для увеличения выхода светлых нефтепродуктов и повышения качества моторных топлив. Прогноз ввода новых мощностей представлен в таблице (Таблица 3.3).

Рисунок 3.27 – Динамика переработки нефти и производства основных продуктов, Базовый сценарий и сценарий «Другая Азия»



Сценарии: 1 столбец - Базовый сценарий, 2 столбец - «Другая Азия»

Источник: ИНЭИ РАН

Таблица 3.3 – Приросты мощностей ключевых процессов нефтепереработки к 2040 году по России в Базовом сценарии

Наименования процессов	Назначение процессов	Существующие мощности по данным на 2010 год, млн т/год	Общая сумма мощностей к 2040 году, млн т/год
Первичная переработка	Атмосферная и вакуумная дистилляция	305	326
Каталитический Крекинг	Углубление переработки, вовлечение в переработку вакуумных дистиллятов, получение высокооктановых бензинов, сырья для установки гидроочистки дизельного топлива и ценного сырья нефтехимии (непредельные у/в газы)	22	34
Каталитический Риформинг	Производство высокооктанового компонента бензина (риформат) из низкооктановой прямогонной бензиновой фракции а также индивидуальных ароматических соединений (бензол, толуол, ксилолы)	31	38
Гидроочистка дизельного топлива	Повышение эксплуатационных характеристик прямогонной и вторичных дизельных фракций до европейских стандартов	55	100
Гидроочистка бензина каталитического крекинга	Повышение эксплуатационных характеристик высокооктанового бензина каталитического крекинга	1	10
Гидрокрекинг	Вовлечение в переработку вакуумных дистиллятов и остатков с получением высококачественных моторных топлив и полупродуктов.	8	49
Производство МТБЭ	Производство эффективной оксигенатной октаноповышающей присадки из газов каталитического крекинга и их производных (изобутилен, метанол)	0,2	0,7
Изомеризация	Производство высокооктанового компонента бензина (изомеризата) из легких прямогонных фракций нефти (нафта) и заводских бензиновых отгонов	6	13
Алкилирование	Производство высокооктанового компонента бензина (алкилат) из газов деструктивных процессов (ББФ, изобутан)	1	3
Коксование	Производство чистого твердого углерода (кокса) из гудрона, применяемого в металлургии, высокотехнологичной промышленности и в качестве топлива. В качестве побочных продуктов дает большой выход жидких углеводородов.	8	28

Источники: ИНЭИ РАН, КОРТЕС, 4-х сторонние соглашения

Экспорт нефти и нефтепродуктов

Российский экспорт сырой нефти в Базовом сценарии снижается с 245 млн т в 2010 году до 185 млн т в 2040 году, что связано одновременно с сокращением добычи российской нефти и увеличением объемов нефтепереработки. Значительно меняется и структура экспорта нефти по направлениям поставок: доля Европы уменьшится с 73% в 2010 году до менее чем 50% к 2040 году. В то же время возрастает значимость «восточного вектора» российского экспорта нефти: поставки в страны АТР в Базовом сценарии к 2040 году превышают поставки в Европу и достигают 85-90 млн т (Таблица 3.4).

Таблица 3.4 – Экспорт сырой нефти из Российской Федерации, Базовый сценарий, млн т

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
СНГ	26	27	27	24	21	20	18
Европейское направление	182	160	152	124	108	90	83
АТР	40	53	65	79	80	85	86

Источник: ИНЭИ РАН

Снижение поставок сырой нефти в Европу обострит конкуренцию между трубопроводным и морским транспортом на Западном направлении. Так, если в 2010 году через систему МНП «Дружба» было поставлено 55 млн т, то к 2040 году загрузка нефтепровода снизится до 45 млн т. При этом не ожидается и рост экспорта через порты на Западном направлении, и их нынешняя загрузка (более 125 млн т нефти в 2010 году) к 2040 году сократится более чем в 3 раза - до 35-40 млн т в год.

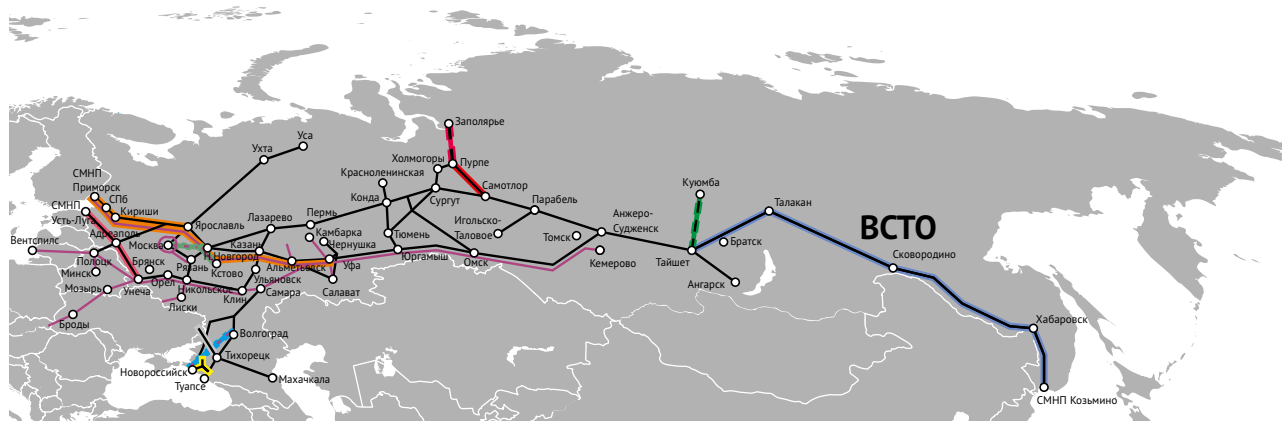
Ключевым потребителем российской нефти среди стран СНГ к 2040 останется Беларусь, на долю которой в 2010 году приходилась почти половина от всех российских поставок в регион. К 2040 году Беларусь возьмёт 12 млн т, остальные 6 млн т поставок в страны СНГ придутся на Украину.

Несмотря на снижение экспорта собственной нефти на Запад, Россия нарастит свое влияние как транзитер, пропуская через систему Каспийского Трубопроводного Консорциума до 65 млн т каспийской нефти (в основном с месторождений Казахстана).

Ключевой вектор развития отечественного экспорта нефти – переориентация на Восток. Ключевым партнером для России становится Казахстан, его мощности задействуются при транзите нефти в Китай, а российские мощности позволят обеспечить транзит в Европу.

Поставки нефти отечественным НПЗ и переориентация её экспорта потребуют реконструкции действующих нефтепроводов и увеличения в 1,5-1,7 раза их пропускной способности в восточных районах страны. Важнейшим трубопроводным маршрутом страны в перспективе останется нефтепровод Восточная Сибирь-Тихий Океан, именно по этому маршруту на рынки Китая, Южной Кореи и Японии будет поставляться 65-70 млн т уже к 2020 году (Рисунок 3.28).

Рисунок 3.28 – Российская система нефтепроводов



Источники: ИНЭИ РАН, Транснефть

По экспорту нефтепродуктов западное направление сохраняет свое значение для российской нефтяной промышленности: к 2040 году на страны Европы придётся до 90% общего экспорта российских нефтепродуктов (Таблица 3.5), с неизбежным снижением абсолютных объемов поставок с нынешних 110 млн т до 65 млн т к 2040 году.

Таблица 3.5 – Экспорт нефтепродуктов из Российской Федерации по направлениям, Базовый сценарий, млн т

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
СНГ	6	6	6	5	5	3	4
Европейское направление	110	105	84	74	73	71	64
АТР	11	8	4	3	2	2	2

Источник: ИНЭИ РАН

Европейский рынок для России: экспорт нефти или нефтепродуктов?

Важно отметить, что снижение объема поставок нефтепродуктов на европейские рынки в разные промежутки времени формируется под влиянием различных драйверов. Так, в период с 2015 по 2020 годы отечественные нефтепродукты вытесняются с европейского рынка более дешевыми товарами ближневосточного и азиатского (индийского производства), что приводит к снижению экспорта российских нефтепродуктов сразу на 20 млн т всего за 5 лет. Интересно, что при этом с европейского рынка вытесняются и дорогие, с точки зрения затрат, нефтепродукты собственного европейского производства.

После 2020 года темпы снижения экспорта нефтепродуктов в Европу заметно замедляются, по мере того, как растущий спрос на нефтепродукты на Ближнем Востоке и в Азии заставляет производителей этих регионов переориентироваться на обеспечение потребностей внутреннего рынка, освобождая место для поставок российских нефтепродуктов и незначительного роста объемов собственной европейской переработки. Тем не менее, даже после 2020 года на европейском рынке не открывается дополнительная ниша для поставок отечественных нефтепродуктов, что связано в первую очередь с нисходящей динамикой спроса на нефтепродукты в Европе.

Снижение поставок нефтепродуктов в европейские страны и отсутствие роста поставок на других направлениях имеют и экономическое объяснение. Современные соотношения цен на мировых рынках нефти и нефтепродуктов, российские таможенные пошлины и акцизы, а также структура выработки продуктов большинства отечественных НПЗ таковы, что стоимость корзины поставляемых за рубеж нефтепродуктов на 1-3% меньше, чем поставка за рубеж тонны западносибирской нефти. Фактически это означает отрицательную добавленную стоимость нефтепереработки и ведёт к тому, что для отечественной компании выгоднее экспортировать сырую нефть, нежели нефтепродукты.

Для государства, в свою очередь, сниженная (по сравнению с нефтяной) таможенная пошлина на нефтепродукты приводит к выпадению бюджетных доходов от экспорта. По расчетам, в 2014 году бюджет получает на 15 % экспортных поступлений меньше с каждой экспортируемой тонны корзины нефтепродуктов, чем от экспорта сырой нефти. Частично эти потери компенсируют поступления от акцизов на нефтепродукты, однако и для государства, и для компаний поставки сырой нефти в текущих регулятивных условиях остаются предпочтительнее экспорта продуктов переработки нефти.

Поставки нефтепродуктов на рынки стран СНГ к 2040 году практически не изменятся, основным направлением поставок будет Украина. Азиатский рынок опасно рассматривать в качестве ключевого направления поставок отечественных нефтепродуктов из-за беспрецедентного роста перерабатывающих мощностей в Китае – уже к 2020 году они достигнут 820 млн т, что позволит удовлетворять китайскую потребность в нефтепродуктах вплоть до 2040 года. На двух других потенциальных целевых рынках – в Южной Корее и в Японии – прогнозируется снижение спроса на нефтепродукты, при том что уже сейчас нефтеперерабатывающие мощности этих стран достаточны для покрытия внутреннего спроса на нефтепродукты.

Таким образом, в прогнозном периоде ожидается снижение взаимозависимости рынка жидких топлив России и Европы при одновременной переориентации экспорта сырой нефти на Восток. В этих условиях резонен вопрос о постепенном выходе российских участников из западных биржевых торгов и вхождении на азиатские торговые площадки, что в перспективе может сформировать собственный российский нефтяной маркер на азиатском направлении и снизить влияние западноевропейского Brent на котировки цен Urals.

Газовая отрасль

Добыча

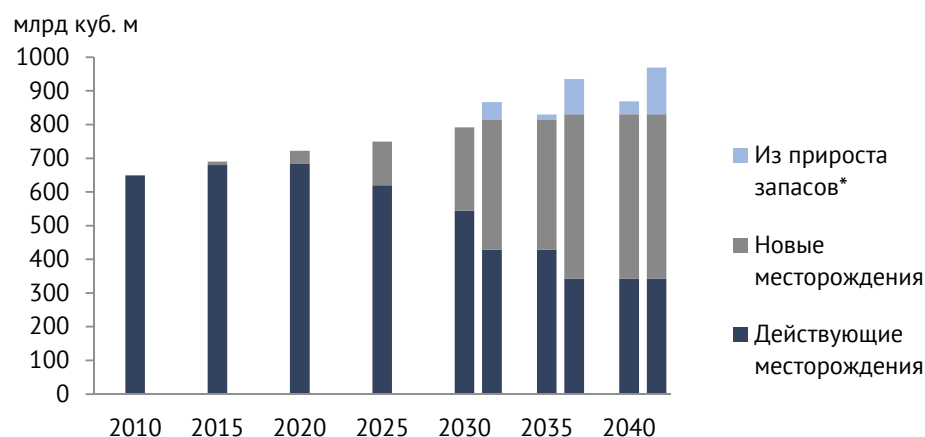
Газовая отрасль России должна решить четыре трудных, но жизненно важных задачи: на 35-50% нарастить добычу газа, расширить ЕСГ восточным направлением трубопроводного экспорта газа, создать индустрию производства и транспорта СПГ икратно развить мощности по переработке «жирных» газов и гелия

В газовой отрасли кризисный спад добычи составил 12% от уровня 2008 года из-за снижения внутреннего и внешнего спроса и был отягощён медленным восстановлением цен на внешних рынках и торможением роста внутренних цен газа. Это усугубляется продолжающейся реализацией чрезмерно дорогих инвестиционных проектов с проблематичной экономической окупаемостью.

Структура запасов газа в России в целом благоприятна, но проблемы их освоения обусловлены сокращением находящихся в промышленной разработке высокопродуктивных и неглубоко залегающих запасов, сложными природно-климатическими условиями и удаленностью новых районов добычи газа от центров потребления. Запасы газа разрабатываемых месторождений Тюменской области – основного газодобывающего региона страны, таких как Медвежье и Ямбургское, выработаны на 76-79% и они перешли в стадию падающей добычи. Уникальное Уренгойское месторождение выработано на 54%. Возникает необходимость освоения значительных запасов низконапорного газа, увеличиваются в составе разведанных запасов доли жирных, конденсато- и гелийсодержащих газов, требующих для эффективной разработки создания газоперерабатывающей промышленности.

В принципе, состояние ресурсной базы газовой отрасли позволяет существенно нарастить добычу, но потребует вовлечения запасов с повышенными издержками добычи. В перспективе до 2040 года добыча природного и попутного газа увеличится с 649 млрд куб. м в 2010 году до 870-970 млрд куб. м к 2040 году (на 33-49%) в зависимости от сценария (Рисунок 3.29). При этом в основном эта добыча обеспечена запасами и только в высоком сценарии «Другая Азия» потребуются дополнительные новые открытия.

Рисунок 3.29 – Структура добычи газа по месторождениям, Базовый сценарий и сценарий «Другая Азия»



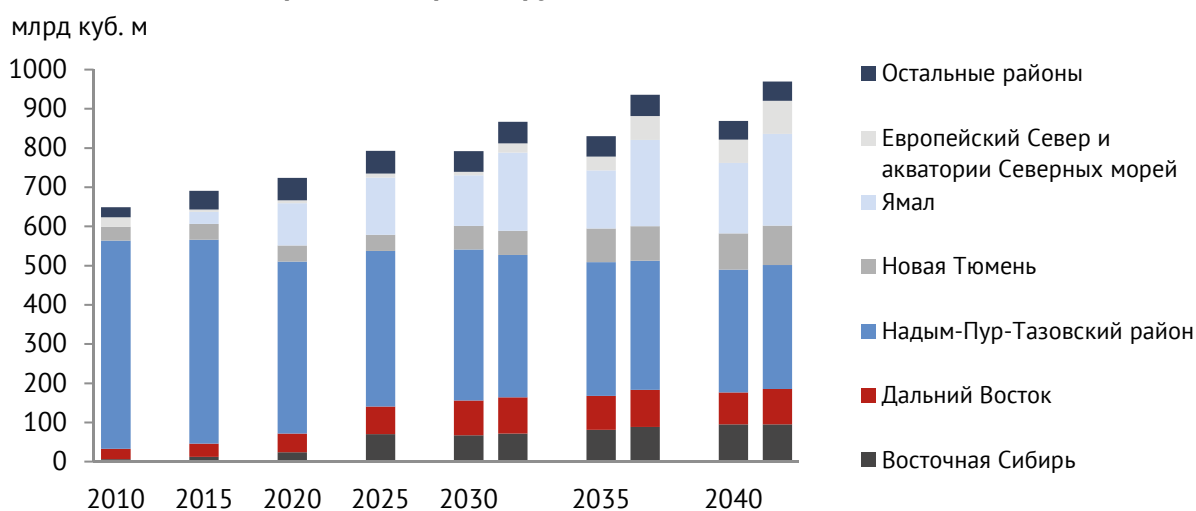
Сценарии: 1 столбец - Базовый сценарий, 2 столбец - «Другая Азия»

* добыча попутного нефтяного газа с неоткрытых месторождений

Источник: ИНЭИ РАН

Добыча газа будет развиваться как в традиционных газодобывающих районах, основным из которых является Западная Сибирь, так и на европейском севере России, в новых нефтегазовых провинциях Восточной Сибири и Дальнего Востока, а также в Прикаспийском регионе (Рисунок 3.30). На фоне спада добычи в Надым-Пур-Тазовском районе (с 531 млрд куб. м в 2010 году до 313-315 млрд куб. м к 2040 году) будет расти добыча в Обско-Тазовской губе и Большехетской впадине (в 1,7-1,8 раза за период 2010-2040 годов). Будет расти добыча на Ямале (до 180-235 млрд куб. м к 2040 году), в Восточной Сибири (95 млрд куб. м) и на Дальнем Востоке (около 80-90 млрд куб. м).

Рисунок 3.30 – Динамика добычи природного и попутного газа по нефтегазовым провинциям России, Базовый сценарий и сценарий «Другая Азия»



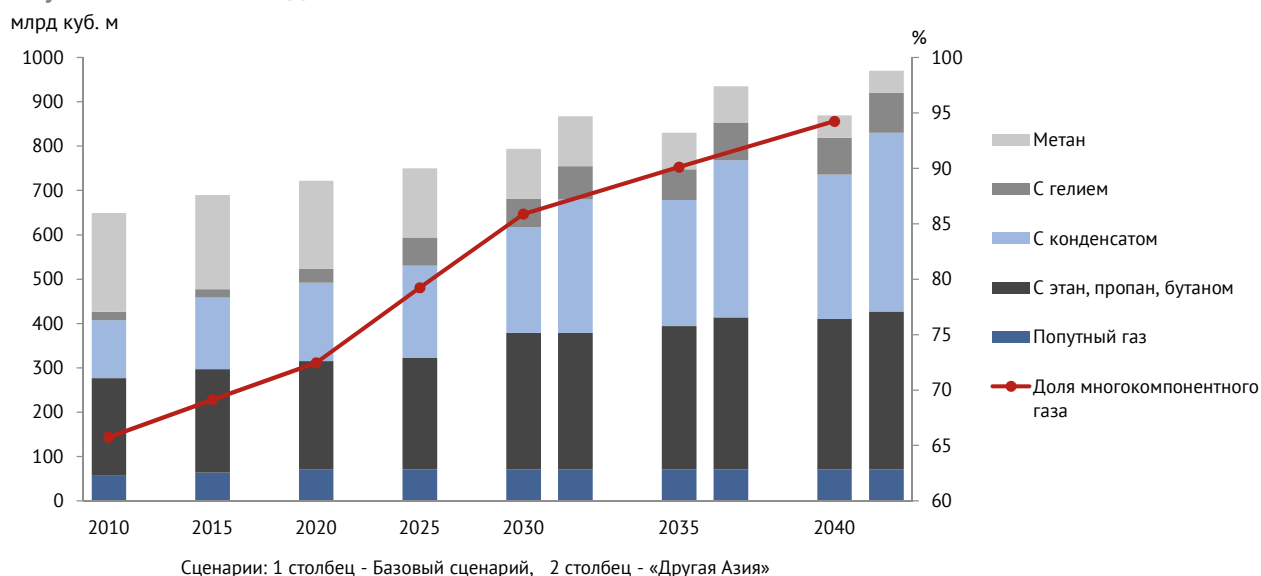
Сценарии: 1 столбец - Базовый сценарий, 2 столбец - «Другая Азия»

Источник: ИНЭИ РАН

При освоении газовых месторождений Восточной Сибири, характеризующихся высоким содержанием гелия (от 0,15 до 1 процента), потребуются развитие гелиевой промышленности, в том числе строительство ряда крупных газоперерабатывающих заводов и подземных хранилищ гелиевого концентрата. Планируется формирование Иркутского (на базе Ковыктинского месторождения с перспективой освоения Южно-Ковыктинской лицензионной площади и месторождений севера Иркутской области) и Красноярского центров газодобычи (на базе Собинско-Пайгинского и Юрубчено-Тохомского месторождений с перспективой освоения Оморинского, Куюмбинского, Агалеевского и других месторождений). Резко возрастает значение Якутского центра газодобычи (на базе Чаяндынского месторождения, с перспективой освоения соседних месторождений – Среднеботуобинского, Таас-Юряхского, Верхневилучанского и других) при стабилизации добычи на Сахалине (реализованные проекты «Сахалин-1» и «Сахалин-2» и перспективные «Сахалин-3» – «Сахалин-6») на уровне около 40 млрд куб. м и начале освоения Западно-Камчатского сектора Тихого океана.

Увеличится добыча на Северо-Западе России (до 60-85 млрд куб. м к 2040 году). Освоение Штокмановского месторождения планируется не ранее 2030-2035 годов и будет зависеть от конъюнктуры мирового нефтегазового рынка. Освоение мелководного шельфа Карского моря начнется с разработки месторождений акватории Обской и Тазовской губ. Объектами разработки в регионе станут уже открытые месторождения (Каменномысское-море, Северо-Каменномысское, Обское, Чугорьяхинское), освоение которых предусматривается совместно с обустройством сухопутных месторождений (Парусовое, Семаковское и др.).

Рисунок 3.31 – Состав добываемых газов



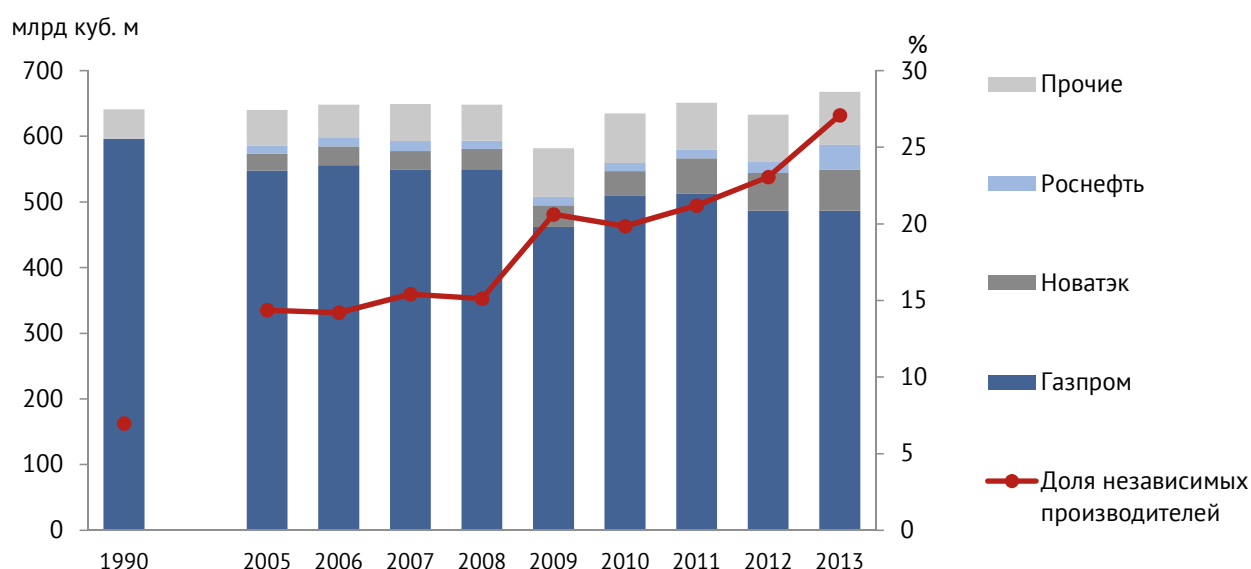
Источник: ИНЭИ РАН

В перспективе до 2040 года существенно меняется компонентный состав газа (Рисунок 3.31): доля сложнокомпонентного газа, требующего дополнительной переработки, увеличится с 66% в 2010 году до 94-95% к 2040 году. В первую очередь это обусловлено ростом доли «жирного» газа, особенно в Тюменской области. Отдельную проблему представляет гелий, содержание которого очень высоко в восточносибирских месторождениях, а его выделение и хранение требуют создания дорогостоя-

щей дополнительной инфраструктуры. В любом случае, такие сдвиги в качественных показателях сырьевой базы делают неизбежным значительный прирост объемов газопереработки и газохимии. К 2040 году на глубокую переработку пойдет 30-35 млрд куб. м. Программы развития газохимии и строительства заводов СПГ станут главными стратегическими инновациями в газовой отрасли.

С 2008 года российские газодобывающие компании вынуждены сдерживать объемы добычи в связи с низкими объемами внутреннего и внешнего спроса. При этом основную «демпфирующую» функцию пришлось взять на себя Газпрому, постепенно уступающему свои позиции независимым производителям (НОВАТЭК и вертикально интегрированные нефтяные компании, в первую очередь – Роснефть), которые нарастили свою долю в российской добыче с 15% до 27% (Рисунок 3.32). Предполагается дальнейший рост добычи газа независимыми производителями, но если до 2025 года они обеспечены запасами, то в последующий период для наращивания добычи компаниям потребуются новые лицензии. Таким образом, дальнейшая судьба независимых производителей будет зависеть от политики недропользования, проводимой государством.

Рисунок 3.32 – Структура добычи газа по компаниям

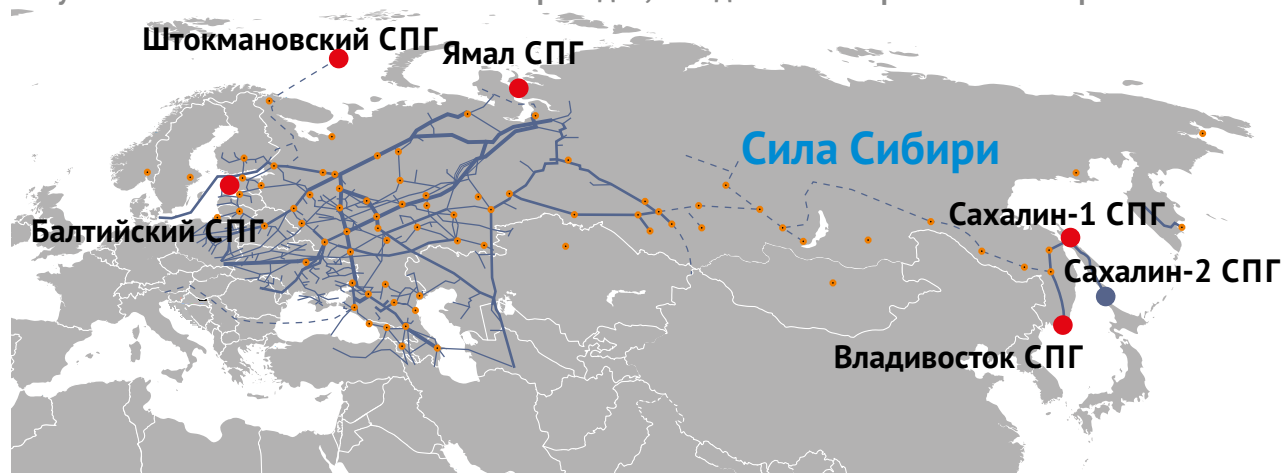


Источник: ИНЭИ РАН

Экспорт газа

В области транспорта газа получит дальнейшее развитие система газоснабжения за счет подключения к ней новых объектов и постепенного и экономически целесообразного расширения в перспективе на восток России (Рисунок 3.33). Протяженность магистральных газопроводов возрастет на 25-27 тыс. км, в том числе за счет новых экспортных направлений. В рамках реализации программы создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы газоснабжения, при соответствующих внешних условиях будет проводиться поэтапное формирование системы газопроводов в этих регионах России для поставок газа в страны Азиатско-Тихоокеанского региона, в первую очередь – в Китай. В случае экономической эффективности возможно их соединение с ЕСГ.

Рисунок 3.33 – Российская система газопроводов, заводы СПГ и направления экспорта

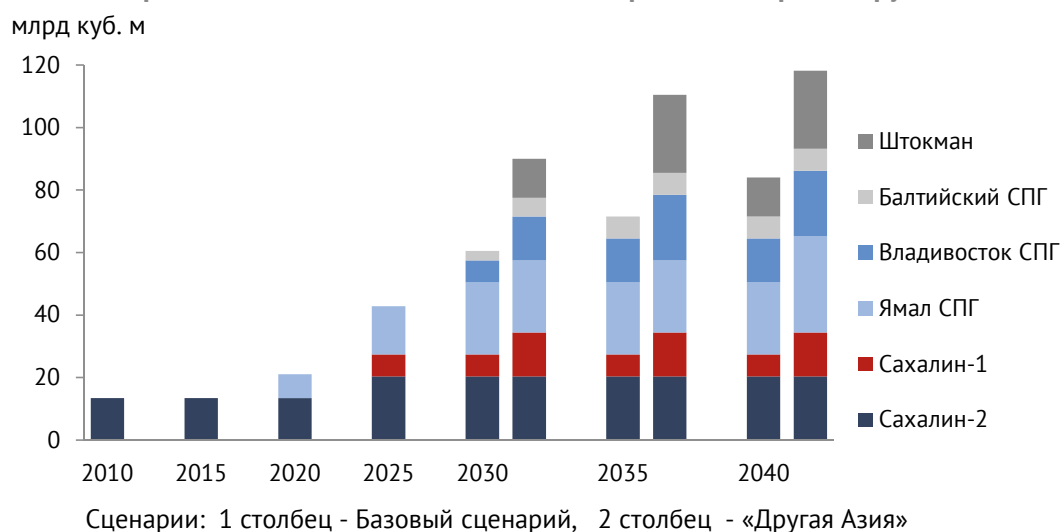


Источник: ИНЭИ РАН

Наряду с трубопроводным транспортом газа в России будут активно развиваться проекты в сфере производства и транспортировки сжиженного природного газа, в первую очередь для усиления экспортных позиций Российской Федерации на внешнем рынке. В целом, экспорт СПГ из России может увеличиться с сегодняшних 14 млрд куб. м до 80-120 млрд куб. м в 2040 году (Рисунок 3.34).

Вместе с тем необходимо отметить, что слабым местом российской индустрии СПГ станут высокие издержки добычи газа в основных регионах (Ямал, шельф Баренцева моря, Сахалин, Якутия), часто превышающие издержки добычи в других странах-экспортерах СПГ. Кроме того, при экспорте СПГ с Ямала будут выше и транспортные затраты, поскольку глубины моря ограничивают размеры танкеров-метановозов.

Рисунок 3.34 – Производство СПГ в РФ, Базовый сценарий и сценарий «Другая Азия»



Источник: ИНЭИ РАН

Экспорт газа, осуществляемый как на основе долгосрочных контрактов, так и в рамках спотовой торговли, позволит нарастить необходимый объем поставок из России на европейский рынок при кратном увеличении поставок в восточном направлении (Китай, Япония, Республика Корея и др.).

Общий экспорт природного газа с 223 млрд куб. м в 2010 году увеличится к 2040 году до 310 млрд куб. м в Базовом сценарии и 388 млрд куб. м в сценарии «Другая Азия». В целом, доля восточного направления в газовом экспорте растет с 6% до 30% в Базовом сценарии и 40% в сценарии «Другая Азия», а доля экспорта СПГ – с 6% до 27-30%. Иными словами, ожидается значительная диверсификация поставок, с точки зрения рынков сбыта и способов транспортировки. Вместе с тем, европейский рынок сетевого газа продолжит формировать около 50% российского экспорта в 2040 году по Базовому сценарию и 40% – в «Другой Азии».

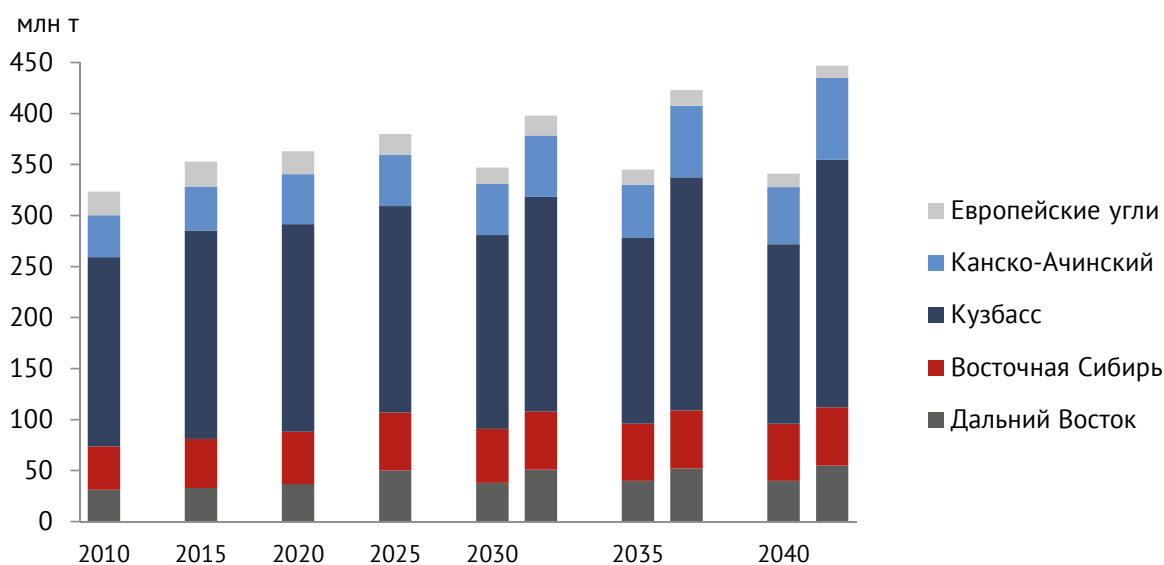
В зависимости от конъюнктуры внешних рынков газа и состояния энергетического баланса России, будет осуществляться импорт газа из государств Центральной Азии, который снизится вдвое за рассматриваемый период.

Искусственное сдерживание цен на газ ведёт угольную отрасль России к стагнации на внутреннем рынке, а альтернативные экспортеры угля теснят на внешних рынках. В сценарии «Другая Азия» эти барьеры ослабевают, и отрасль получит новые возможности роста

Угольная отрасль

В перспективе до 2040 года прогнозируется рост добычи угля до 340-445 млн т (Рисунок 3.35). Основным бассейном страны останется Кузнецкий при росте добычи канско-ачинских, иркутских и дальневосточных углей.

Рисунок 3.35 – Динамика добычи угля по регионам России, Базовый сценарий и сценарий «Другая Азия»



Сценарии: 1 столбец - Базовый сценарий, 2 столбец - «Другая Азия»

Источник: ИНЭИ РАН

Вероятная стагнация внутреннего спроса делает экспорт основным драйвером развития угольной промышленности. При этом, как и в газовой отрасли, основным ограничением дальнейшего роста добычи является емкость внешнего рынка, а не ограничения по запасам угля и добывающим мощностям. Основная проблема российского угля, подрывающая его конкурентоспособность на внешних рынках – значительная удаленность поставщиков угля от морских портов (Рисунок 3.36) при большой дальности перевозки углей по железной дороге (Транссиб, БАМ и др.). Экспорт в Европу осуществляется преимущественно через северные порты России (Мурманск, Усть-Луга), Вентспилс и др. Через порты Дальнего Востока (Владивосток, Ванино, Находка и др.) российский уголь поставляется в Японию, Южную Корею и Китай. Решающим для развития отрасли будет кратное расширение инфраструктуры (железных дорог и портов) для экспорта угля на Азиатско-Тихоокеанский рынок.

Рисунок 3.36 – Схема транспортировки угля в России



Источник: ИНЭИ РАН

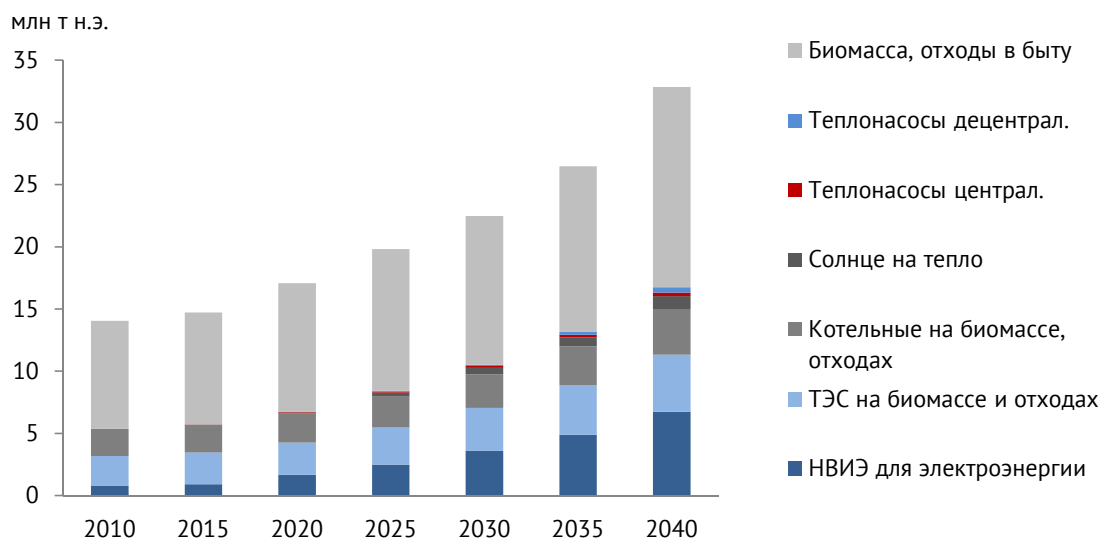
В Базовом сценарии предполагается достаточно умеренный рост экспорта угля: если в 2013 году он составил 140 млн т при суммарной добыче в 350 млн т, то к 2040 году возрастет до 170 – 205 млн т за счет расширения поставок на восток. В сценарии «Другая Азия» выше оказываются и внутренний спрос (именно уголь обеспечивает весь прирост электроэнергетики на Востоке страны), и экспорт.

НВИЭ

Использование НВИЭ в России удвоится в основном за счёт биомассы и отходов, но их роль в энергетике останется локальной

Использование всех видов НВИЭ увеличится в 1,9-2,6 раза к 2040 году (Рисунок 3.37), а их доля в энергопотреблении вырастет с 1,1 % в 2010 году до 4,2% в 2040 году, но всё же они будут играть локальную роль в энергетике России.

Рисунок 3.37 – Динамика и структура использования НВИЭ, Базовый сценарий



Источник: ИНЭИ РАН

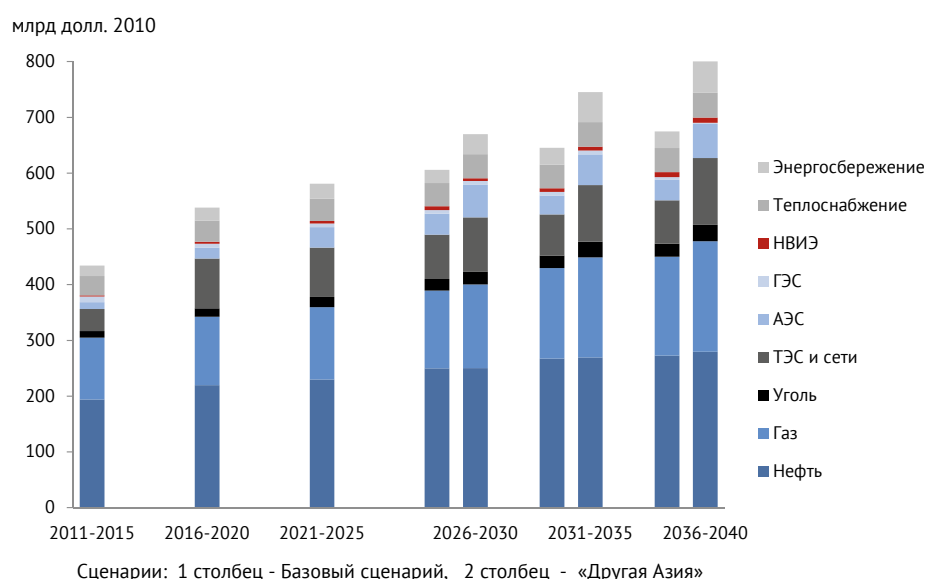
Влияние ТЭК на экономику страны

Двух-трёхкратное сокращение вклада энергетического сектора в ВВП России будет всемерно компенсироваться снижением энергоёмкости экономики и уменьшением энергетической составляющей её издержек

Инвестиции

В период до 2040 года капиталовложения в развитие ТЭК, энергосбережение и децентрализованное энергоснабжение вырастут с ожидаемых в 2011-2015 годах 435 млрд долл. до 675-815 млрд долл. в 2036-2040 годах (Рисунок 3.38). Это большая нагрузка на экономику страны, хотя доля капиталовложений на энергообеспечение в ВВП уменьшится с 6% в 2011-2015 годах (что почти в 5 раз выше средней по миру) до 4% в 2031-2040 годах (в 2,5-3 раза больше прогнозной мировой).

Рисунок 3.38 – Капиталовложения в ТЭК, млрд долл. 2010 года, Базовый сценарий и сценарий «Другая Азия»



Сценарии: 1 столбец - Базовый сценарий, 2 столбец - «Другая Азия»

Источник: ИНЭИ РАН

Россия замедлит рост инвестиции на единицу производимой первичной энергии, но в 1,4-1,55 раза уменьшит долю капиталовложений в энергетический сектор в ВВП страны

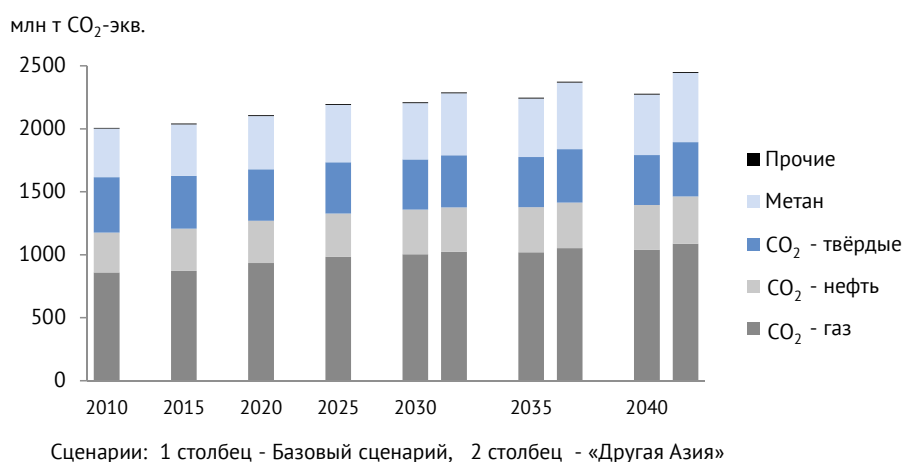
В России неоднозначно относятся к проблеме потепления климата и связываемым с ней мерам диверсификации энергетики, но прогнозируемое повышение энергетической эффективности экономики и перестройка в пользу газа структуры производства энергии ведут к умеренному росту и стабилизации в конце периода обусловленных энергетикой выбросов парниковых газов.

Выбросы CO₂

Россия относительно нейтральна к потеплению климата (может даже в чём-то выиграть от него) и потому неоднозначно воспринимает эту проблему и вызванные ею специальные меры диверсификации энергетики и повышения энергетической эффективности экономики.

До конца 2030-х годов в России будет наблюдаться медленный рост выбросов парниковых газов от сжигания ископаемого топлива. Он различается по сценариям только на 2-3% и без принятия специальных мер эмиссия увеличится относительно 1990 года с 74,8% в 2010 году до 85-91% к 2040 году (Рисунок 3.39).

Рисунок 3.39 – Динамика и структура выбросов основных парниковых газов, Базовый сценарий и сценарий «Другая Азия»



Источник: ИНЭИ РАН

Согласно Указу Президента Российской Федерации «О сокращении выбросов парниковых газов» от 30 сентября 2013 года №752, выбросы парниковых газов (всех шести, указанных в Киотском протоколе) к 2020 году должны быть ниже уровня 1990 года на 25%. В отношении выбросов парниковых газов от сжигания ископаемого топлива это требование, согласно прогнозу, не будет выполнено: к 2020 году выбросы будут лишь на 21,5% ниже уровня 1990 года. Впрочем, Указ будет реализован за счет увеличения абсорбции парниковых газов в секторе «Землепользование, изменения в землепользовании и лесное хозяйство» (LULUCF).

Наихудшим образом обстоит ситуация с выбросами метана. Это единственный парниковый газ, выбросы которого от ископаемого топлива существенно (до 16% в сценарии «Другая Азия») превысят к 2040 году уровень 1990 года. Выбросы углекислого газа в 2040 году будут ниже уровня 1990 года на 13-18%, а выбросы закиси азота – на 6-12%.

Быстрее всего будет расти эмиссия парниковых газов от транспорта, что связано с продолжением роста автопарка. Это единственный сектор, в котором к 2040 году выбросы приблизятся (95%) или превысят на 10% уровень 1990 года. Наименьшими темпами будут расти выбросы от сжигания топлива в промышленности и строительстве – в 2040 году они составят лишь 63-65% от уровня 1990 года. Выбросы в коммунально-бы-

товом секторе даже снизятся по сравнению с текущими показателями за счет обновления жилого фонда и используемого в нем оборудования, а также усилий по повышению энергоэффективности.

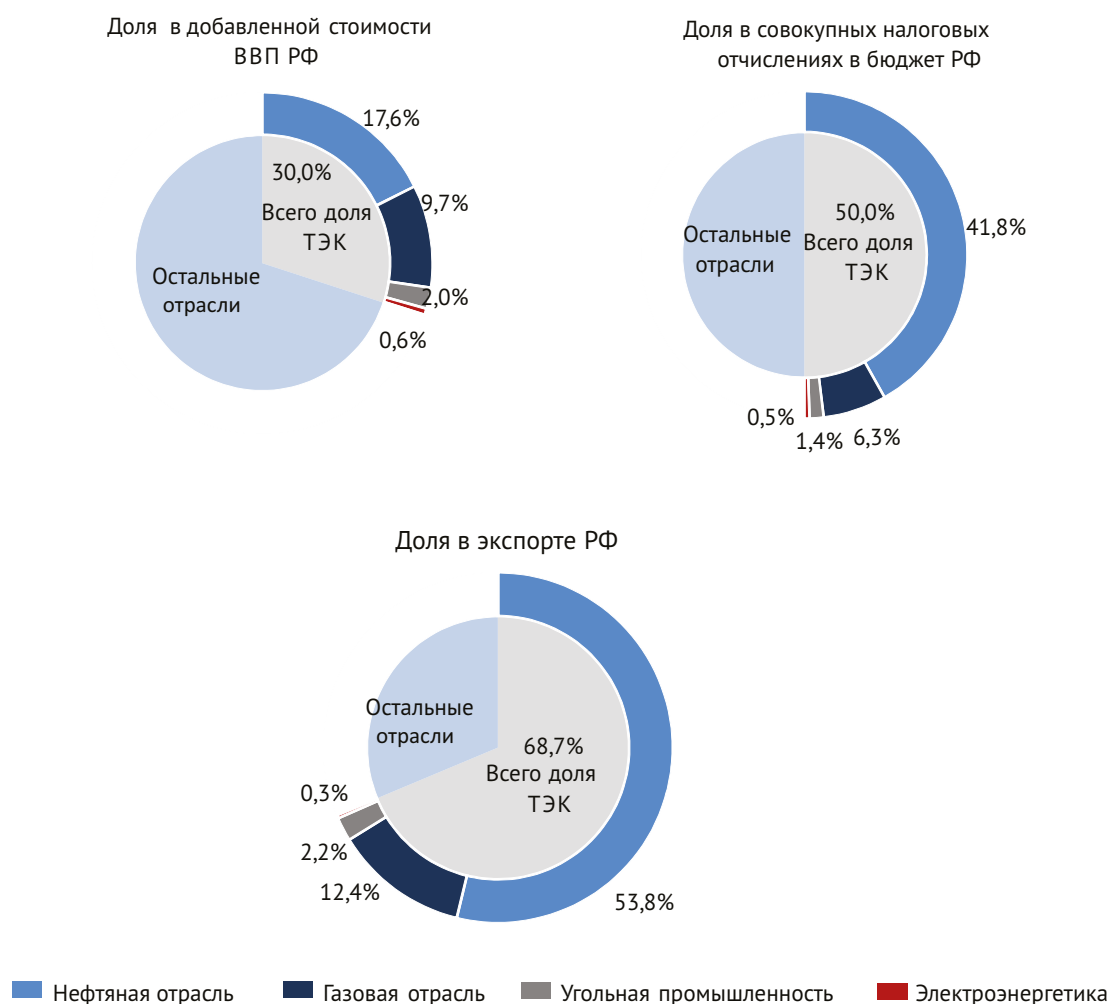
По выбросам парниковых газов Россия останется на 4-ом месте в мире, уступая Китаю, США и Индии, причем отрыв от этих стран существенно возрастет.

Роль ТЭК в экономике

Прогноз-2014 исходит из того, что объективное снижение возможностей энергетического сектора России оставаться мощным донором экономики стимулирует появление новых драйверов экономического роста страны

В постреформенной России ТЭК быстро занял ключевую роль в экономике, формируя ныне более четверти ВВП и почти 30% консолидированного бюджета страны, две третьих валютных поступлений от экспорта и четверть общего объема инвестиций в национальную экономику. Более 45% производимых в России первичных энергоресурсов экспортируются, обеспечивая 70% всей экспортной выручки (Рисунок 3.40) и оказывая существенное воздействие на российский платежный баланс и государственный бюджет. К 2012 году таможенные пошлины и НДС на нефть и природный газ достигли половины доходов федерального бюджета, хотя еще десять лет назад они составляли около 15%.

Рисунок 3.40 – Доля ТЭК в добавленной стоимости ВВП, экспорте РФ и налоговых отчислениях в бюджет



Источник: Минэнерго

Но в предстоящий период роль энергетики в экономике принципиально изменится. При решении одной из важных задач экономической политики России – снижения чрезмерной зависимости экономики и бюджета страны от нефтегазовых доходов – ТЭК сменит сегодняшнюю роль локомотива экономики на функции её стимулирующей инфраструктуры и перейдёт к сбалансированному развитию с приоритетом внутреннего энергетического рынка. При этом приведенные индикаторы роли энергетики в экономике (Таблица 3.6) предполагают, что снижение зависимости российской экономики от энергетического сектора произойдет не уменьшением его абсолютного вклада, а за счет опережающего развития других секторов экономики.

Таблица 3.6 – Ключевые индикаторы роли ТЭК в экономике

		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
ТЭК для экономики								
Вклад ТЭК в произведенный ВВП, %	1		25,3	22,2	19,4	16,5	16,0	14,0
	2	26,2	25,2	21,9	20,0	18,1	13,8	11,2
то же, % к 2010 г.	1		96,6	84,7	73,9	63,0	61,1	53,3
	2	100	96,2	83,6	76,3	69,1	52,7	42,7
Энергетическая часть общего экспорта, %	1		67,9	56,5	47,6	38,7	28,3	23,9
	2	65,6	67,3	57,2	51,2	45,1	37,0	31,3
то же, % к 2010 г.	1		103,5	86,1	72,6	59,0	43,1	36,4
	2	100	102,6	87,2	78,0	68,8	56,4	47,8
Вклад ТЭК в консолидированный бюджет, %	1		27,2	23,6	20,5	17,4	14,3	11,9
	2	28,6	27,5	25,0	23,1	21,2	19,5	17,7
то же, % к 2010 году	1		95,1	82,5	71,7	60,8	50,0	41,5
	2	100	96,2	87,4	80,8	74,1	68,2	61,8
Вклад энергетического экспорта в ВВП, %	1		14,6	12,3	10,4	8,4	6,3	4,9
	2	18,6	14,9	12,8	11,6	10,3	8,7	7,2
то же, % к 2010 г.	1		78,5	66,1	55,6	45,2	33,9	26,3
	2	100	80,1	68,8	62,1	55,4	46,8	38,7
Энергоэффективность экономики, тыс. долл./т у.т.	1		1,6	1,8	2,0	2,2	2,4	2,7
	2	1,48	1,6	1,8	2,0	2,3	2,6	3,1
то же, % к 2010 г.	1		109	123	138	151	165	181
	2	100	109	123	136	154	178	209
Электроэффективность экономики, долл./кВт·ч	1		1,55	1,67	1,80	1,91	2,03	2,16
	2	1,44	1,55	1,67	1,79	1,96	2,21	2,50
то же, % к 2010 г.	1		108	116	125	133	141	150
	2	100	108	116	125	136	153	174
ТЭК для бизнеса								
Доля капиталовложений в ТЭК от ВВП*, %	1		6,8	5,5	5,5	5,0	4,7	4,4
	2	5,2	6,4	5,6	5,6	5,4	5,1	4,5
то же, % к 2010 году	1		131	107	106	97	91	85
	2	100	105	108	109	105	98	88
Доля капиталовложений в ТЭК во всех КВ*, %	1		20,9	19,2	17,5	16,6	16,0	15,3
	2	25,3	20,4	17,4	15,0	14,8	14,5	13,8
то же, % к 2010 г.	1		83	76	69	66	63	60
	2	100	81	69	59	58	57	54
Капиталоёмкость ТЭК*, долл.2010 г./т у.т.	1		40	49	52	53	56	57
	2	41,5	40	49	52	56	58	60
то же, % к 2010 г.	1		97	117	124	128	134	138
	2	100	97	118	126	134	140	145

Продолжение Таблицы 3.6

		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Средняя цена газа, долл. 2010 г./тыс. куб. м	1		109	123	134	149	161	171
	2	83	119	127	142	163	178	189
то же, % к 2010 г.	1		132	149	162	181	195	207
	2	100	144	154	172	197	216	229
Доля энергии в затратах энергоёмких отраслей, %	1		21,9	21,0	20,4	19,7	19,3	18,6
	2	20,9	22,2	21,7	21,3	20,8	20,3	19,8
то же, % к 2010 г.	1		105	100	97	94	92	89
	2	100	106	104	102	100	97	95
ТЭК для населения								
Душевое потребление энергоресурсов, т ут./чел.	1		7,1	7,5	7,8	8,1	8,4	8,7
	2	6,9	7,1	7,5	7,9	8,2	8,6	9,1
то же, % к 2010 г.	1		103	107	112	117	121	126
	2	100	103	107	113	119	124	131
Душевое потребление электроэнергии, МВт·ч/чел.	1		7,4	8,1	8,8	9,4	10,0	10,6
	2	7,1	7,4	8,1	8,8	9,5	10,2	11,0
то же, % к 2010 г.	1		104	114	123	132	140	149
	2	100	104	114	123	133	143	154
Затраты на энергию в доходах населения, %	1		5,0	4,9	4,8	4,7	4,6	4,4
	2	5,0	5,1	5,0	4,9	4,8	4,7	4,5
то же % к 2010 г.	1		100	98	96	94	92	87
	2	100	102	100	98	96	94	89

* за предшествующие 5 лет

1 - Базовый сценарий, 2 - «Другая Азия»

Источники: Росстат РФ, расчёты ИНЭИ РАН

Новая роль ТЭК в экономике выразится в уменьшении к 2040 году относительно показателей 2010 года (первые значения для Базового сценария, вторые – для «Другой Азии»):

- вклада в произведенный ВВП – в 1,9-2,3 раза;
- доли энергетических ресурсов в выручке от экспорта товаров – в 4 и в 3 раза соответственно;
- доли экспорта энергетических ресурсов в ВВП – в 3,7-2,7 раза;
- доли капиталовложений в ТЭК в ВВП – на 16 и 12% соответственно, а их доли в общем объеме капиталовложений в 1,7-1,8 раза;
- удельной энергоемкости ВВП в 1,8-2,1 раза и электроемкости – в 1,5-1,7 раза.

Вместе с тем российский энергетический сектор сохранит свое определяющее значение при решении важных стратегических задач развития страны. В первую очередь, это касается строительства новой энергетической инфраструктуры, которая обеспечит ускоренное социально-экономическое развитие Восточной Сибири и Дальнего Востока, и поможет снизить инфраструктурную разобщенность ряда регионов Российской Федерации и сформировать новые территориально-производственные кластеры на базе развития энергетики и перерабатывающих производств.

Снижение зависимости экономики от энергетического сектора будет сопровождаться изменением роли ТЭК как заказчика продукции и услуг

для многих смежных отраслей экономики – машиностроения, металлургии, химической промышленности, строительства, транспорта и др. Но взамен энергетический сектор будет способствовать росту конкурентоспособности всех, но особенно энергоёмких секторов экономики снижением энергетической составляющей их затрат на 5 - 10% к 2040 году.

* * *

При явно поступательном движении и значительных позитивных сдвигах, заложенных в рассмотренные сценарии развития энергетического сектора России (особенно «Другая Азия»), к сожалению, нельзя считать, что в них успешно и должными темпами решаются очень актуальные и, вместе с тем, сложные задачи повышения энергетической эффективности национального хозяйства, диверсификации структуры и экономической доступности энергоснабжения потребителей, уменьшения затратности топливно-энергетических отраслей и проектов, а особенно – рационального природопользования и защиты окружающей среды.

Необходима ещё большая работа по формированию и тем более реализации действительно эффективной энергетической политики России как части новой социально-экономической стратегии страны.



ПРИЛОЖЕНИЯ

Страны и регионы

Таблица П1 – Список стран и регионов

Название региона	Страны региона
Африка	<i>Северная Африка:</i> Алжир, Египет, Ливия, Марокко, Тунис; <i>Центральная и Южная Африка:</i> Ангола, Бенин, Ботсвана, Буркина-Фасо, Габон, Гамбия, Гана, Гвинея, Гвинея-Бисау, Джибути, ДР Конго, Западная Сахара, Замбия, Зимбабве, Камерун, Кабо-Верде, Кения, Коморос, Конго, Кот д'Ивуар, Лесото, Либерия, Маврикий, Мавритания, Мадагаскар, Майотта, Малави, Мали, Мозамбик, Намибия, Нигер, Нигерия, Остров Святой Елены, Реюньон, Руанда, Сан-Томе и Принсипи, Свазиленд, Сейшельские острова, Сенегал, Сомали, Судан, Сьерра-Леоне, Танзания, Того, Уганда, Центральноафриканская Республика, Чад, Экваториальная Гвинея, Эритрея, Эфиопия, Южно-Африканская Республика, Южный Судан
Ближний Восток	Бахрейн, Израиль, Иордания, Ирак, Иран, Йемен, Катар, Кувейт, Ливан, Объединенные Арабские Эмираты, Оман, Саудовская Аравия, Сирия
Европа	Австрия, Албания, Бельгия, Болгария, Босния и Герцеговина, Великобритания, Венгрия, Германия, Гибралтар, Греция, Дания (включает Гренландию), Ирландия, Исландия, Испания, Италия (включает Сан Марино и Ватикан), Кипр, Косово, Латвия, Литва, Люксембург, Македония, Мальта, Нидерланды, Польша, Португалия, Румыния, Сербия, Словакия, Словения, Турция, Финляндия, Франция (включает Монако), Хорватия, Черногория, Чехия, Швейцария (включает Лихтенштейн), Швеция, Эстония
Развивающаяся Азия	Афганистан, Бангладеш, Бруней, Бутан, Восточный Тимор, Вьетнам, Индия, Индонезия, Камбоджа, Китай, Лаос, Малайзия, Мальдивы, Монголия, Мьянма, Непал, Пакистан, Северная Корея, Сингапур, Таиланд, Филиппины, Шри Ланка, <i>страны Океании:</i> Американское Самоа, Вануату, Гуам, Кирибати, Маршалловы острова, Науру, Ниуэ, Нью Каледония, Острова Кука, Палау, Папуа Новая Гвинея, Самоа, Северные Марианские острова, Соломоновы острова, Токелау, Тонга, Тувалу, Уоллис и Футуна, Федеративные Штаты Микронезии, Фиджи, Французская Полинезия
Развитая Азия	Австралия, Корея, Новая Зеландия, Япония
Северная Америка	Канада, Мексика, Соединенные Штаты Америки
СНГ	Азербайджан, Армения, Белоруссия, Грузия, Казахстан, Киргизия, Молдова, Россия, Таджикистан, Туркменистан, Узбекистан, Украина
Южная и Центральная Америка	Американские Виргинские острова, Ангилья, Антигуа и Барбуда, Аргентина, Аруба, Багамские острова, Барбадос, Белиз, Боливия, Бразилия, Британские Виргинские острова, Венесуэла, Гаити, Гайана, Гваделупа, Гватемала, Гондурас, Гренада, Доминика, Доминиканская Республика, Каймановы острова, Карибские Нидерланды, Колумбия, Коста-Рика, Куба, Кюрасао, Мартиника, Монтсеррат, Никарагуа, Панама, Парагвай, Перу, Пуэрто-Рико, Сент-Винсент и Гренадины, Сент-Китс и Невис, Сент-Люсия, Синт-Мартен, Суринам, Теркс и Кайкос, Тринидад и Тобаго, Уругвай, Фолклендские острова, Французская Гвиана, Чили, Эквадор, Эл Салвадор, Ямайка

Источник: ИНЭИ РАН

Энергетические балансы

Мир

Рисунок П1 – Потребление первичной энергии по видам топлива в Мире

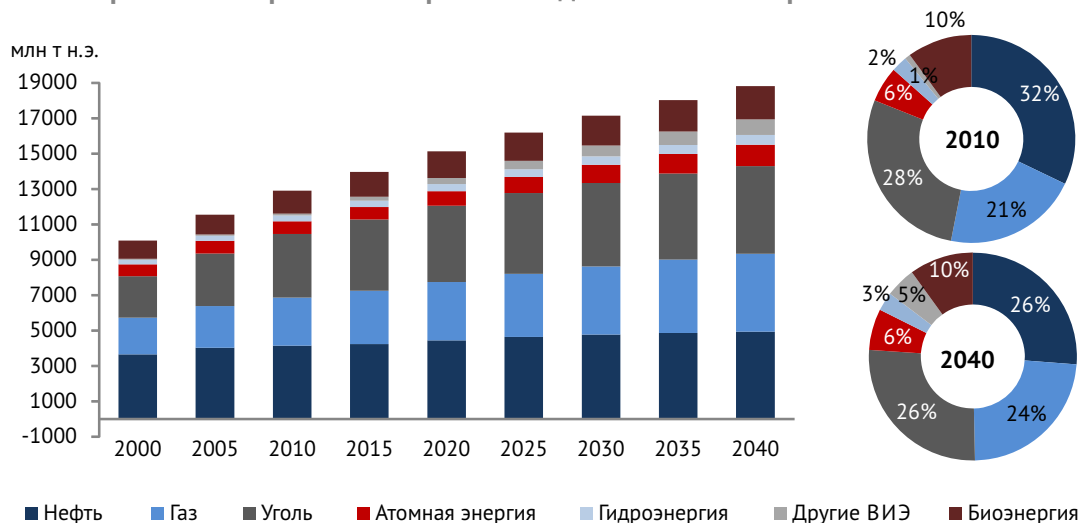


Таблица П2 – Основные показатели развития в мире

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2010-2040 гг.
ВВП (ППС), долл. 2010	75090	88700	108048	129674	153749	180511	209884	3,5%
Население, млн чел.	6915	7326	7721	8090	8433	8754	9051	0,9%
Душевой ВВП, долл. 2010/чел.	10858	12107	13995	16030	18232	20621	23190	2,6%
Энергоемкость ВВП, т н.э./тыс. долл.	0,17	0,16	0,14	0,12	0,11	0,10	0,09	-2,1%
Душевое энергопотребление, т н.э./чел.	1,87	1,91	1,96	2,00	2,03	2,06	2,08	0,4%
Выбросы CO ₂ , млн т	30841	33396	35644	37529	38972	40226	41347	1,0%

Таблица П3 – Потребление первичных энергоресурсов в мире, млн т н.э.

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2010-2040 гг.
Всего	12911	13971	15130	16194	17150	18024	18815	1,3%
Нефть	4146	4233	4445	4638	4772	4858	4931	0,6%
Газ	2715	3018	3303	3572	3850	4157	4418	1,6%
Уголь	3604	4032	4314	4557	4726	4860	4952	1,1%
Атомная энергия	713	705	822	917	1031	1111	1210	1,8%
Гидроэнергия	323	361	396	433	469	506	542	1,7%
Другие ВИЭ	112	215	350	485	619	755	890	7,1%
Биоэнергия	1297	1406	1499	1592	1683	1778	1873	1,2%

Таблица П4 – Генерация электроэнергии в мире, ТВт·ч

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2010-2040 гг.
Всего	21395	24332	28354	32446	36626	40892	45167	2,5%
Нефть	989	908	880	851	820	786	751	-0,9%
Газ	4768	5576	6592	7757	8941	10236	11516	3,0%
Уголь	8663	9923	11314	12587	13710	14721	15373	1,9%
Атомная энергия	2756	2732	3196	3578	4030	4352	4742	1,8%
Гидроэнергия	3437	3857	4287	4722	5154	5586	6010	1,9%
Другие ВИЭ	450	924	1579	2309	3131	4065	5137	8,5%
Биоэнергия	332	412	508	643	841	1146	1639	5,5%

Источник: ИНЭИ РАН

Северная Америка

Рисунок П2 – Потребление первичной энергии по видам топлива в Северной Америке

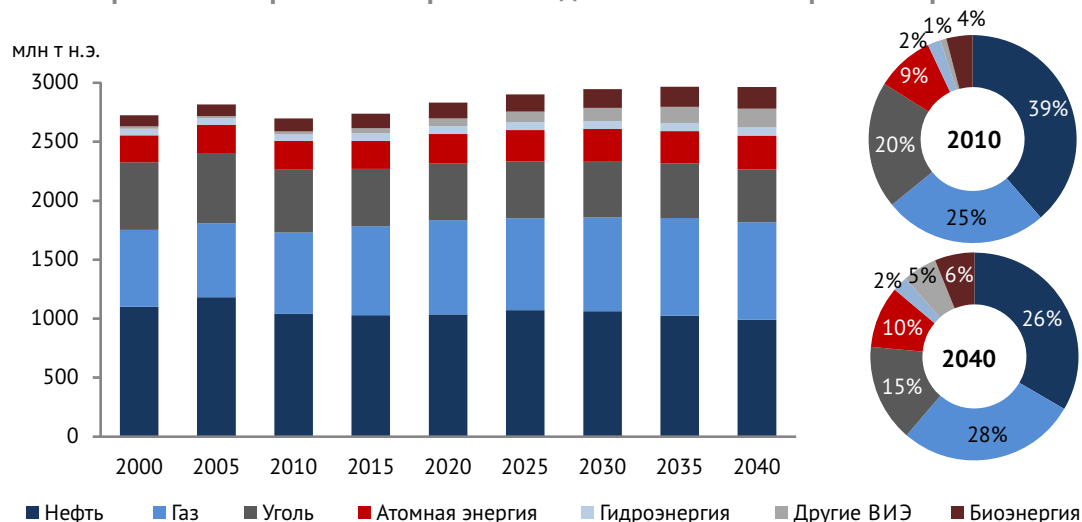


Таблица П5 – Основные показатели развития в Северной Америке

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2010-2040 гг.
ВВП (ППС), долл. 2010	17930	20241	23619	26884	30017	32933	35600	2,3%
Население, млн чел.	464	486	508	528	547	564	578	0,7%
Душевой ВВП, долл. 2010/чел.	38620	41628	46536	50917	54885	58435	61589	1,6%
Энергоемкость ВВП, т н.э./тыс. долл.	0,15	0,14	0,12	0,11	0,10	0,09	0,08	-2,0%
Душевое энергопотребление, т н.э./чел.	5,81	5,63	5,58	5,50	5,39	5,26	5,13	-0,4%
Выбросы CO ₂ , млн т	6359	6293	6390	6433	6397	6327	6177	-0,1%

Таблица П6 – Потребление первичных энергоресурсов в Северной Америке, млн т н.э.

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2010-2040 гг.
Всего	2699	2738	2832	2901	2947	2966	2964	0,3%
Нефть	1042	1029	1037	1072	1064	1025	990	-0,2%
Газ	688	755	798	779	794	828	826	0,6%
Уголь	534	485	480	482	472	463	449	-0,6%
Атомная энергия	244	239	251	266	278	275	286	0,5%
Гидроэнергия	56	64	65	66	68	69	70	0,7%
Другие ВИЭ	25	43	66	89	112	135	158	6,3%
Биоэнергия	110	122	134	146	159	171	183	1,7%

Таблица П7 – Генерация электроэнергии в Северной Америке, ТВт·ч

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2010-2040 гг.
Всего	5233	5631	6262	6799	7249	7604	7867	1,4%
Нефть	99	85	76	67	59	51	44	-2,7%
Газ	1211	1424	1720	2000	2263	2519	2711	2,7%
Уголь	2115	2132	2266	2303	2275	2204	2039	-0,1%
Атомная энергия	935	916	964	1021	1066	1056	1099	0,5%
Гидроэнергия	651	745	759	773	786	800	814	0,7%
Другие ВИЭ	135	223	350	482	618	757	900	6,5%
Биоэнергия	87	107	128	152	182	217	259	3,7%

Источник: ИНЭИ РАН

Европа

Рисунок ПЗ – Потребление первичной энергии по видам топлива в Европе

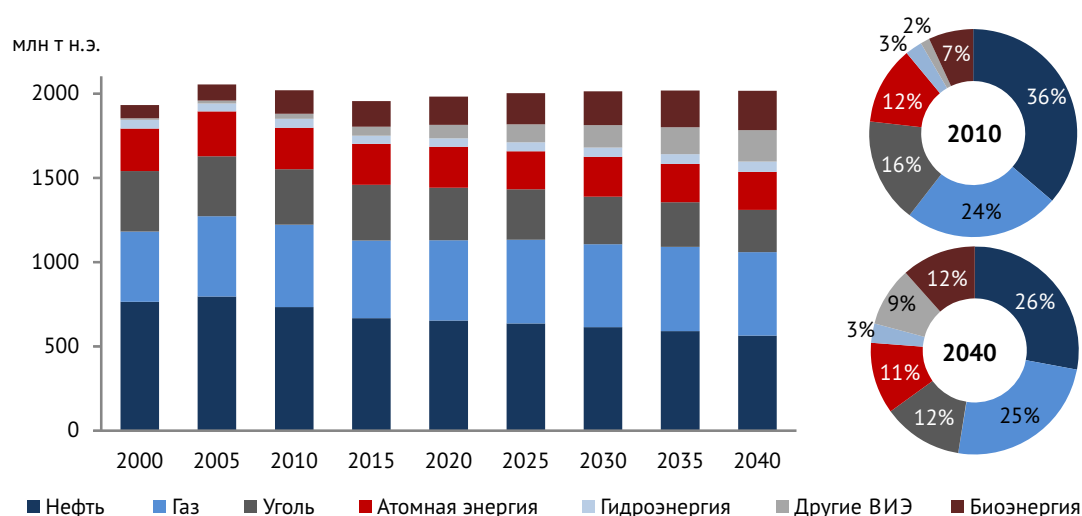


Таблица П8 – Основные показатели развития в Европе

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2010-2040 гг.
ВВП (ППС), долл. 2010	16945	17899	19811	21807	23819	25841	27883	1,7%
Население, млн чел.	611	622	630	636	640	642	643	0,2%
Душевой ВВП, долл. 2010/чел.	27736	28792	31462	34308	37236	40251	43370	1,5%
Энергоемкость ВВП, т н.э./тыс. долл.	0,12	0,11	0,10	0,09	0,08	0,08	0,07	-1,7%
Душевое энергопотребление, т н.э./чел.	3,31	3,15	3,15	3,15	3,15	3,14	3,14	-0,2%
Выбросы CO ₂ , млн т	4308	4079	4001	3947	3804	3688	3558	-0,6%

Таблица П9 – Потребление первичных энергоресурсов в Европе, млн т н.э.

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2010-2040 гг.
Всего	2020	1956	1983	2003	2014	2018	2016	0,0%
Нефть	733	667	653	637	615	590	564	-0,9%
Газ	489	460	477	496	492	501	495	0,0%
Уголь	329	332	311	300	282	264	251	-0,9%
Атомная энергия	246	242	242	226	236	228	225	-0,3%
Гидроэнергия	54	49	51	53	56	58	60	0,4%
Другие ВИЭ	29	53	80	106	133	160	186	6,4%
Биоэнергия	140	152	168	184	201	217	234	1,7%

Таблица П10 – Генерация электроэнергии в Европе, ТВт·ч

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2010-2040 гг.
Всего	3827	3887	4118	4337	4530	4700	4851	0,8%
Нефть	90	60	47	37	30	25	21	-4,7%
Газ	865	873	923	1001	1015	1063	1067	0,7%
Уголь	965	935	911	894	804	713	608	-1,5%
Атомная энергия	944	930	929	867	906	875	865	-0,3%
Гидроэнергия	625	573	598	624	649	674	699	0,4%
Другие ВИЭ	192	351	528	709	898	1096	1306	6,6%
Биоэнергия	146	164	183	204	228	255	285	2,3%

Источник: ИНЭИ РАН

ЕС-28

Рисунок П4 – Потребление первичной энергии по видам топлива в ЕС-28

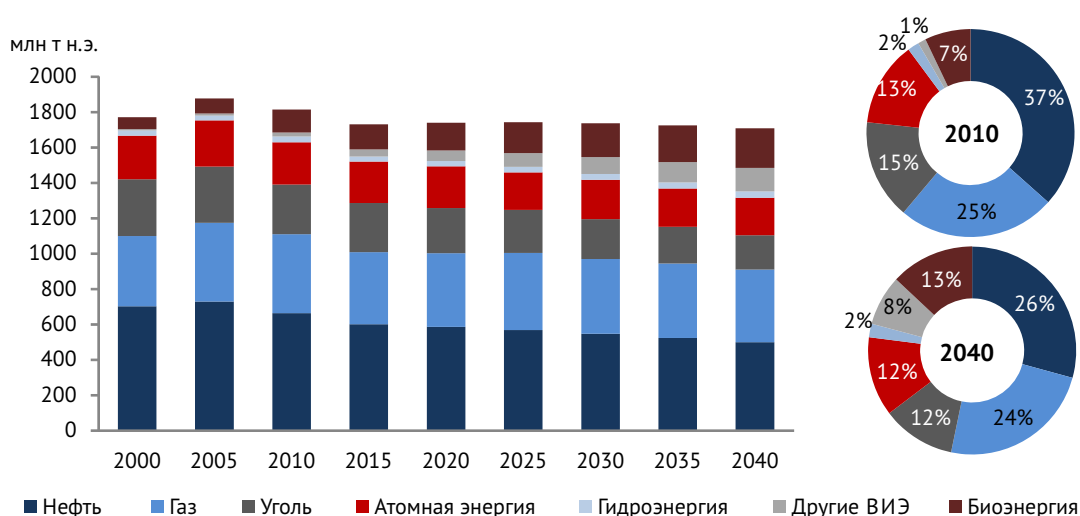


Таблица П11 – Основные показатели развития в ЕС-28

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2010-2040 гг.
ВВП (ППС), долл. 2010	15212	15857	17380	18943	20493	22034	23587	1,5%
Население, млн чел.	506	511	515	518	518	518	516	0,1%
Душевой ВВП, долл. 2010/чел.	30077	31006	33722	36602	39546	42564	45681	1,4%
Энергоемкость ВВП, т н.э./тыс. долл.	0,12	0,11	0,10	0,09	0,08	0,08	0,07	-1,6%
Душевое энергопотребление, т н.э./чел.	3,59	3,39	3,38	3,37	3,35	3,33	3,31	-0,3%
Выбросы CO ₂ , млн т	3844	3574	3474	3419	3259	3124	2985	-0,8%

Таблица П12 – Потребление первичных энергоресурсов в ЕС-28, млн т н.э.

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2010-2040 гг.
Всего	1814	1731	1741	1743	1737	1725	1708	-0,2%
Нефть	663	601	586	569	548	524	500	-0,9%
Газ	446	409	417	435	423	420	410	-0,3%
Уголь	281	276	256	244	225	208	195	-1,2%
Атомная энергия	239	235	236	212	222	216	211	-0,4%
Гидроэнергия	32	28	30	31	33	34	36	0,3%
Другие ВИЭ	23	40	59	78	97	115	134	6,1%
Биоэнергия	130	142	158	174	190	207	223	1,8%

Таблица П13 – Генерация электроэнергии в ЕС-28, ТВт·ч

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2010-2040 гг.
Всего	3329	3334	3494	3637	3757	3856	3941	0,6%
Нефть	87	58	45	36	30	25	21	-4,6%
Газ	761	740	752	817	799	813	810	0,2%
Уголь	865	817	781	764	668	573	471	-2,0%
Атомная энергия	917	903	905	812	851	830	812	-0,4%
Гидроэнергия	375	325	343	360	378	396	414	0,3%
Другие ВИЭ	183	332	489	649	809	971	1135	6,3%
Биоэнергия	142	160	179	199	222	249	278	2,3%

Источник: ИНЭИ РАН

Развитая Азия

Рисунок П5 – Потребление первичной энергии по видам топлива в развитой Азии

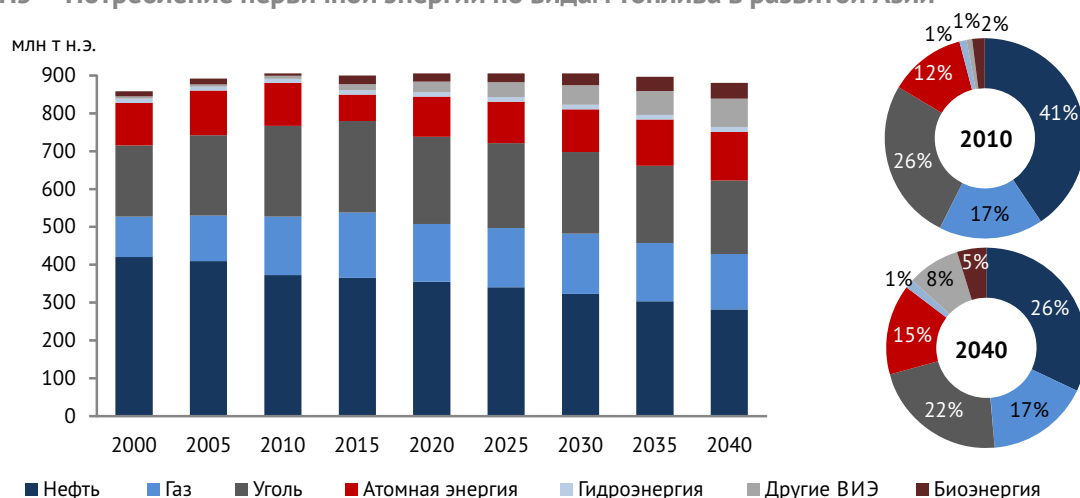


Таблица П14 – Основные показатели развития в развитой Азии

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2010-2040 гг.
ВВП (ППС), долл. 2010	6800	7452	8243	8979	9629	10185	10652	1.5%
Население, млн чел.	203	205	206	207	206	205	203	0.0%
Душевой ВВП, долл. 2010/чел.	33568	36335	39938	43421	46662	49646	52382	1.5%
Энергоемкость ВВП, т н.э./тыс. долл.	0.14	0.12	0.11	0.10	0.09	0.09	0.08	-1.6%
Душевое энергопотребление, т н.э./чел.	4.53	4.39	4.41	4.41	4.40	4.37	4.33	-0.2%
Выбросы CO ₂ , млн т	2250	2281	2162	2104	2023	1912	1799	-0.7%

Таблица П15 – Потребление первичных энергоресурсов в развитой Азии, млн т н.э.

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2010-2040 гг.
Всего	918	900	910	913	908	897	880	-0.1%
Нефть	372	365	355	340	323	304	282	-0.9%
Газ	155	173	153	157	160	154	147	-0.2%
Уголь	240	242	230	224	215	204	194	-0.7%
Атомная энергия	114	70	106	110	113	122	129	0.4%
Гидроэнергия	11	11	12	12	12	13	13	0.6%
Другие ВИЭ	8	16	28	40	51	63	75	7.6%
Биоэнергия	19	23	26	30	34	38	42	2.7%

Таблица П16 – Генерация электроэнергии в развитой Азии, ТВт·ч

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2010-2040 гг.
Всего	1894	2027	2194	2333	2437	2509	2550	1.0%
Нефть	120	91	70	53	40	30	23	-5.4%
Газ	454	614	614	668	709	729	734	1.6%
Уголь	707	830	817	841	836	788	727	0.1%
Атомная энергия	437	269	407	421	433	468	494	0.4%
Гидроэнергия	123	131	134	137	141	144	147	0.6%
Другие ВИЭ	25	57	107	160	215	273	334	9.1%
Биоэнергия	29	35	43	52	63	76	91	3.9%

Источник: ИНЭИ РАН

СНГ

Рисунок П6 – Потребление первичной энергии по видам топлива в СНГ

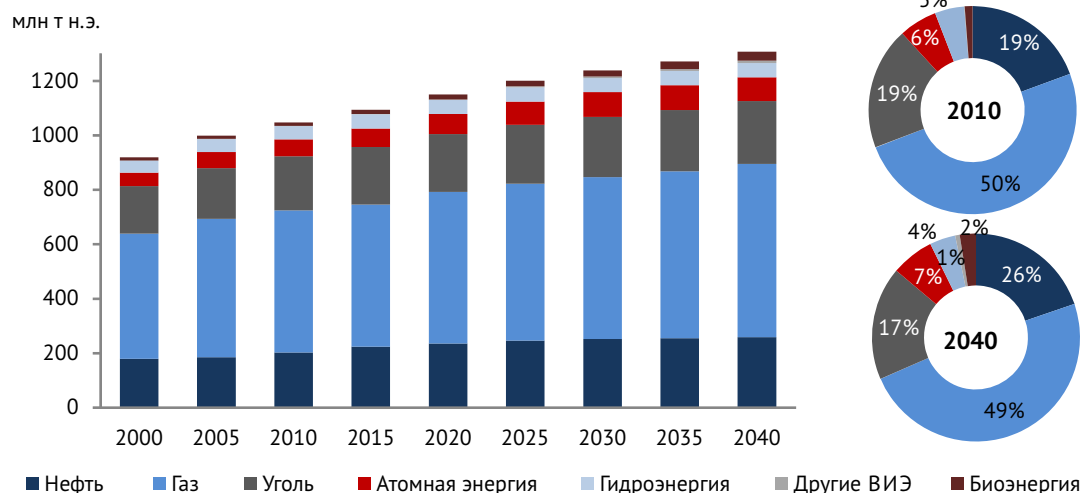


Таблица П17 – Основные показатели развития в СНГ

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2010-2040 гг.
ВВП (ППС), долл. 2010	3140	3646	4349	5134	5910	6742	7635	3,0%
Население, млн чел.	280	284	287	288	288	287	286	0,1%
Душевой ВВП, долл. 2010/чел.	11211	12830	15151	17819	20543	23516	26738	2,9%
Энергоемкость ВВП, т н.э./тыс. долл.	0,33	0,30	0,26	0,23	0,21	0,19	0,17	-2,2%
Душевое энергопотребление, т н.э./чел.	3,74	3,85	4,01	4,17	4,31	4,43	4,58	0,7%
Выбросы CO ₂ , млн т	2477	2581	2694	2771	2837	2892	2977	0,6%

Таблица П18 – Потребление первичных энергоресурсов в СНГ, млн т н.э.

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2010-2040 гг.
Всего	1047	1094	1150	1201	1239	1271	1308	0,7%
Нефть	202	224	236	247	252	255	259	0,8%
Газ	522	522	556	576	596	613	637	0,7%
Уголь	199	212	213	216	221	225	230	0,5%
Атомная энергия	62	68	73	86	91	92	87	1,1%
Гидроэнергия	48	52	52	52	52	52	52	0,3%
Другие ВИЭ	1	1	2	3	5	7	9	8,3%
Биоэнергия	13	15	18	21	23	27	33	3,2%

Таблица П19 – Генерация электроэнергии в СНГ, ТВт·ч

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2010-2040 гг.
Всего	1479	1596	1765	1934	2092	2244	2388	1,6%
Нефть	12	8	7	6	5	4	2	-5,5%
Газ	654	713	805	871	953	1030	1120	1,8%
Уголь	305	313	341	359	385	423	468	1,4%
Атомная энергия	263	288	323	389	423	440	433	1,7%
Гидроэнергия	240	268	279	294	306	318	323	1,0%
Другие ВИЭ	1	2	4	6	10	14	20	12,3%
Биоэнергия	3	5	6	9	12	16	23	6,7%

Источник: ИНЭИ РАН

Развивающаяся Азия

Рисунок П7 – Потребление первичной энергии по видам топлива в развивающейся Азии

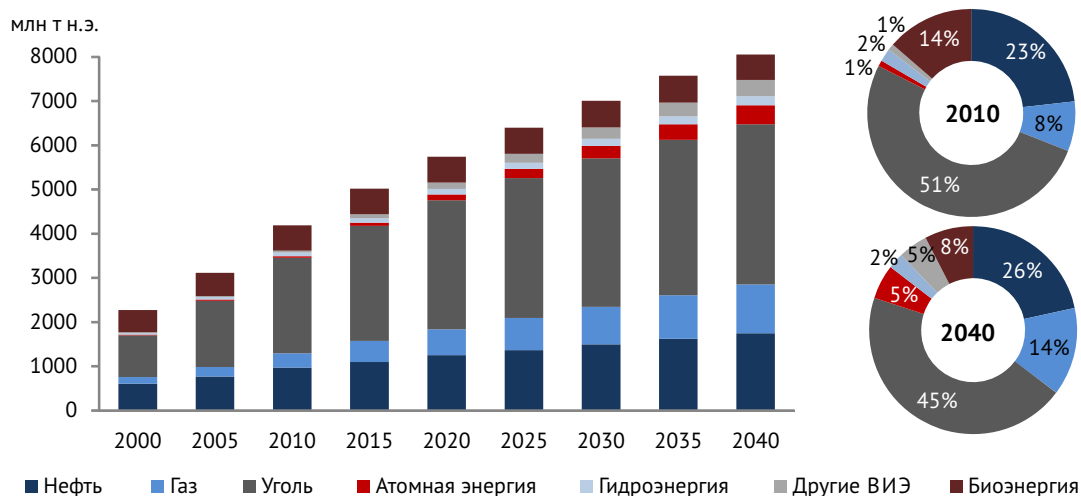


Таблица П20 – Основные показатели развития в развивающейся Азии

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2010-2040 гг.
ВВП (ППС), долл. 2010	19459	26526	36149	47608	61319	77518	96116	5,5%
Население, млн чел.	3632	3819	3987	4129	4246	4338	4404	0,6%
Душевой ВВП, долл. 2010/чел.	5358	6946	9067	11529	14441	17870	21823	4,8%
Энергоемкость ВВП, т н.э./тыс. долл.	0,22	0,19	0,16	0,13	0,11	0,10	0,08	-3,1%
Душевое энергопотребление, т н.э./чел.	1,15	1,31	1,44	1,55	1,65	1,75	1,84	1,6%
Выбросы CO ₂ , млн т	11483	13872	15694	17130	18346	19422	20432	1,9%

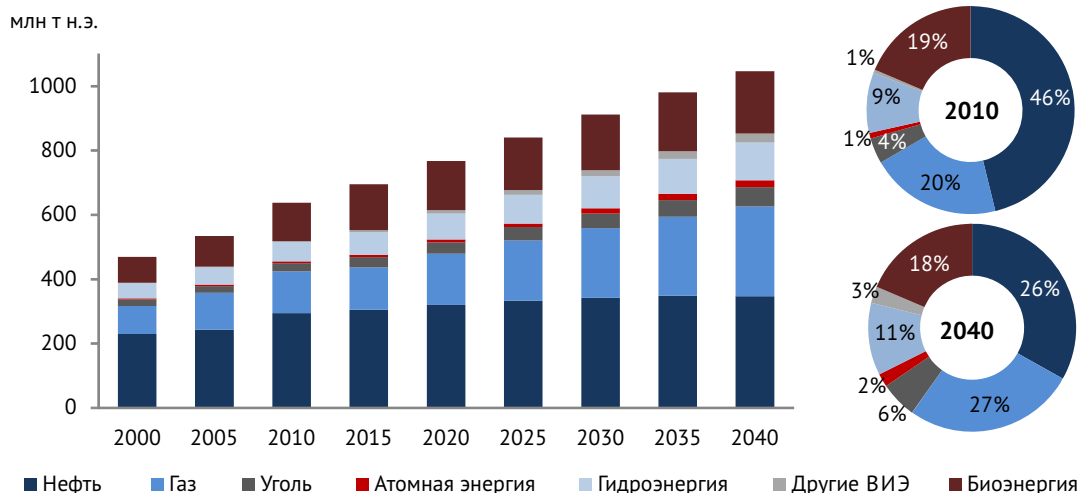
Таблица П21 – Потребление первичных энергоресурсов в развивающейся Азии, млн т н.э.

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2010-2040 гг.
Всего	4188	5021	5744	6402	7008	7577	8094	2,2%
Нефть	972	1100	1252	1368	1495	1621	1746	2,0%
Газ	324	475	587	723	852	986	1107	4,2%
Уголь	2157	2604	2918	3165	3360	3515	3625	1,7%
Атомная энергия	39	74	135	209	282	352	430	8,4%
Гидроэнергия	84	100	120	140	160	180	200	2,9%
Другие ВИЭ	43	86	143	200	258	315	372	7,5%
Биоэнергия	569	583	589	595	601	607	613	0,3%

Таблица П22 – Генерация электроэнергии в развивающейся Азии ТВт·ч

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2010-2040 гг.
Всего	6290	8072	10277	12620	15162	17901	20753	4,1%
Нефть	158	143	133	121	109	97	84	-2,1%
Газ	658	847	1097	1408	1793	2265	2786	4,9%
Уголь	4238	5344	6555	7712	8885	10020	10938	3,2%
Атомная энергия	149	283	516	803	1083	1349	1652	8,4%
Гидроэнергия	981	1162	1397	1633	1868	2104	2340	2,9%
Другие ВИЭ	86	252	503	812	1190	1653	2219	11,4%
Биоэнергия	23	42	74	131	233	414	734	12,2%

Источник: ИНЭИ РАН

*Южная и Центральная Америка***Рисунок П8 – Потребление первичной энергии по видам топлива в Южной и Центральной Америке****Таблица П23 – Основные показатели развития в развивающейся в Южной и Центральной Америке**

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2010-2040 гг.
ВВП (ППС), долл. 2010	4845	5738	6867	8114	9441	10825	12244	3,1%
Население, млн чел.	478	505	530	553	573	591	605	0,8%
Душевой ВВП, долл. 2010/чел.	10130	11365	12962	14682	16476	18331	20232	2,3%
Энергоемкость ВВП, т н.э./тыс. долл.	0,13	0,12	0,11	0,10	0,10	0,09	0,09	-1,4%
Душевое энергопотребление, т н.э./чел.	1,33	1,38	1,45	1,52	1,59	1,66	1,73	0,9%
Выбросы CO ₂ , млн т	1176	1258	1347	1472	1575	1684	1786	1,4%

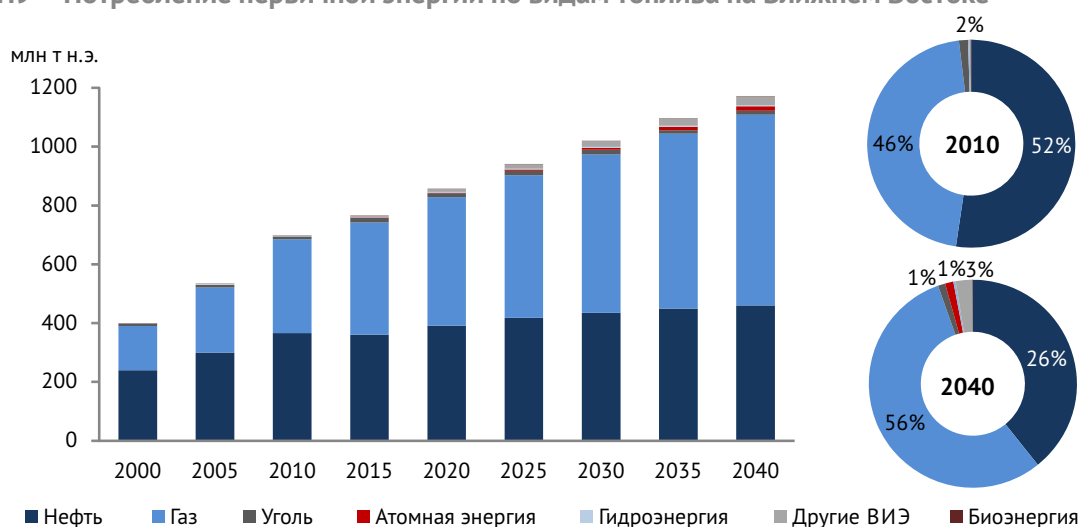
Таблица П24 – Потребление первичных энергоресурсов в Южной и Центральной Америке, млн т н.э.

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2010-2040 гг.
Всего	637	695	767	840	912	981	1047	1,7%
Нефть	294	305	320	333	342	349	347	0,6%
Газ	130	131	159	188	217	246	279	2,6%
Уголь	25	32	35	42	45	51	60	2,9%
Атомная энергия	6	7	10	11	17	20	21	4,5%
Гидроэнергия	60	71	80	90	99	108	118	2,3%
Другие ВИЭ	3	6	11	15	19	23	28	7,2%
Биоэнергия	119	142	153	163	173	184	194	1,6%

Таблица П25 – Генерация электроэнергии Южной и Центральной Америке, ТВт·ч

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2010-2040 гг.
Всего	1129	1286	1482	1686	1889	2087	2276	2,4%
Нефть	144	141	136	129	122	112	103	-1,1%
Газ	181	186	235	296	337	379	411	2,8%
Уголь	39	34	37	40	36	32	26	-1,4%
Атомная энергия	22	27	37	41	65	77	82	4,5%
Гидроэнергия	694	824	934	1043	1153	1262	1372	2,3%
Другие ВИЭ	7	16	32	51	74	101	135	10,6%
Биоэнергия	43	58	70	85	102	123	148	4,2%

Источник: ИНЭИ РАН

Ближний Восток**Рисунок П9 – Потребление первичной энергии по видам топлива на Ближнем Востоке****Таблица П26 – Основные показатели развития на Ближнем Востоке**

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2010-2040 гг.
ВВП (ППС), долл. 2010	2991	3495	4246	5071	5945	6875	7861	3,3%
Население, млн чел.	216	239	261	281	299	316	332	1,4%
Душевой ВВП, долл. 2010/чел.	13818	14610	16263	18057	19887	21753	23658	1,8%
Энергоемкость ВВП, т н.э./тыс. долл.	0,23	0,22	0,20	0,19	0,17	0,16	0,15	-1,5%
Душевое энергопотребление, т н.э./чел.	3,23	3,20	3,28	3,35	3,41	3,47	3,53	0,3%
Выбросы CO ₂ , млн т	1736	1876	2081	2265	2438	2598	2751	1,5%

Таблица П27 – Потребление первичных энергоресурсов на Ближнем Востоке, млн т н.э.

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2010-2040 гг.
Всего	698	766	856	941	1020	1097	1172	1,7%
Нефть	366	361	391	418	436	450	460	0,8%
Газ	319	382	437	485	538	594	649	2,4%
Уголь	10	15	14	15	16	12	13	1,1%
Атомная энергия	0	2	2	4	6	11	15	-
Гидроэнергия	2	2	2	3	3	4	4	3,2%
Другие ВИЭ	1	4	10	15	20	25	30	11,1%
Биоэнергия	1	1	1	1	1	1	1	1,4%

Таблица П28 – Генерация электроэнергии на Ближнем Востоке, ТВт·ч

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2010-2040 гг.
Всего	882	1055	1317	1609	1929	2280	2665	3,8%
Нефть	285	300	326	348	365	376	383	1,0%
Газ	544	674	879	1108	1368	1650	1965	4,4%
Уголь	35	37	39	41	42	40	40	0,5%
Атомная энергия	0	7	7	17	25	44	58	-
Гидроэнергия	18	24	28	33	37	42	46	3,2%
Другие ВИЭ	0	12	37	62	92	129	173	23,9%
Биоэнергия	0	0	0	0	0	0	1	8,6%

Источник: ИНЭИ РАН

Африка

Рисунок П10 – Потребление первичной энергии по видам топлива в Африке

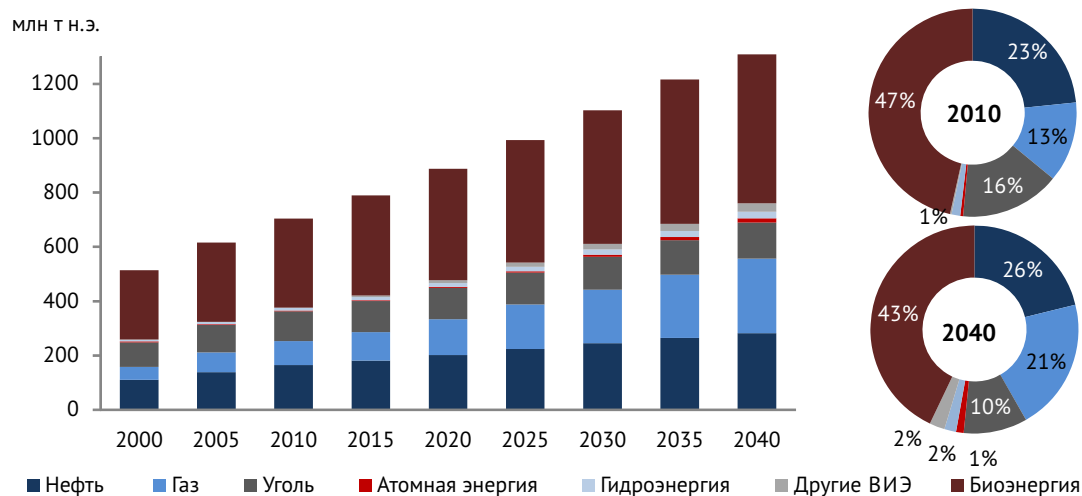


Таблица П29 – Основные показатели развития в Африке

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2010-2040 гг.
ВВП (ППС), долл. 2010	2979	3703	4762	6076	7670	9592	11893	4,7%
Население, млн чел.	1031	1166	1312	1468	1634	1812	1999	2,2%
Душевой ВВП, долл. 2010/чел.	2889	3175	3629	4139	4693	5295	5950	2,4%
Энергоемкость ВВП, т н.э./тыс. долл.	0,24	0,21	0,19	0,16	0,14	0,13	0,11	-2,5%
Душевое энергопотребление, т н.э./чел.	0,68	0,68	0,68	0,68	0,67	0,67	0,67	-0,1%
Выбросы CO ₂ , млн т	1053	1155	1275	1407	1551	1704	1866	1,9%

Таблица П30 – Потребление первичных энергоресурсов в Африке, млн т н.э.

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2010-2040 гг.
Всего	704	789	887	993	1103	1217	1334	2,2%
Нефть	165	181	201	224	245	265	282	1,8%
Газ	88	105	132	164	198	233	274	3,9%
Уголь	109	115	116	117	121	127	133	0,6%
Атомная энергия	3	3	3	5	8	11	16	5,5%
Гидроэнергия	9	12	14	17	19	22	24	3,2%
Другие ВИЭ	2	5	10	16	21	26	32	10,5%
Биоэнергия	327	369	410	451	492	533	573	1,9%

Таблица П31 – Генерация электроэнергии в Африке, ТВт·ч

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2010-2040 гг.
Всего	664	776	940	1128	1337	1567	1816	3,4%
Нефть	81	81	85	88	90	91	91	0,4%
Газ	201	245	318	405	502	601	722	4,4%
Уголь	260	298	346	396	446	502	526	2,4%
Атомная энергия	12	12	13	18	30	44	60	5,5%
Гидроэнергия	105	129	157	185	213	241	270	3,2%
Другие ВИЭ	4	10	17	25	33	41	50	8,8%
Биоэнергия	1	2	4	9	21	45	98	17,2%

Источник: ИНЭИ РАН

ОЭСР

Рисунок П11 – Потребление первичной энергии по видам топлива в ОЭСР

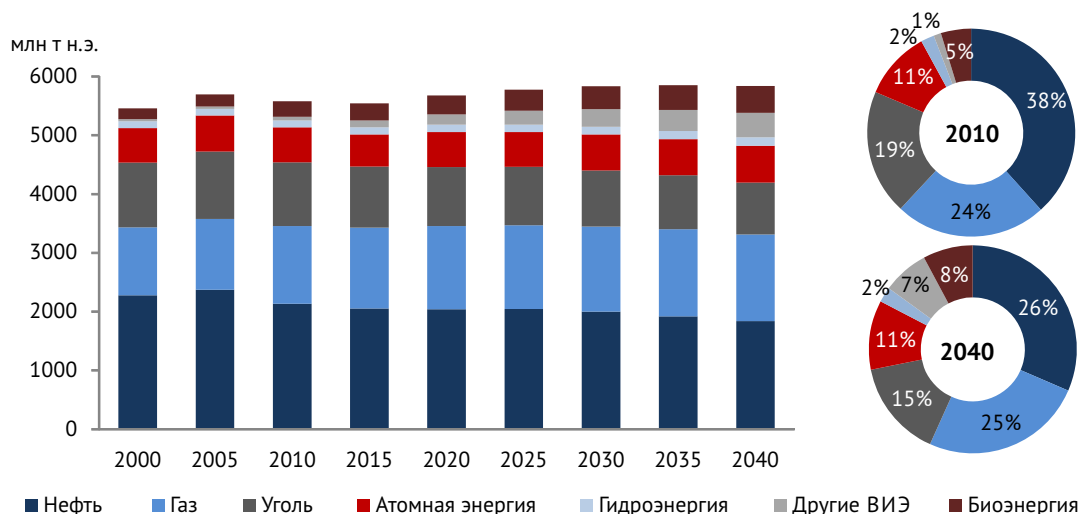


Таблица П32 – Основные показатели развития в ОЭСР

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2010-2040 гг.
ВВП (ППС), долл. 2010	41462	45435	51525	57541	63368	68908	74140	2,0%
Население, млн чел.	1242	1279	1312	1342	1367	1387	1403	0,4%
Душевой ВВП, долл. 2010/чел.	33381	35511	39260	42890	46370	49685	52845	1,5%
Энергоемкость ВВП, т н.э./тыс. долл.	0,13	0,12	0,11	0,10	0,09	0,08	0,08	-1,8%
Душевое энергопотребление, т н.э./чел.	4,49	4,33	4,33	4,31	4,27	4,22	4,16	-0,3%
Выбросы CO ₂ , млн т	12792	12534	12448	12402	12166	11884	11511	-0,4%

Таблица П33 – Потребление первичных энергоресурсов в ОЭСР, млн т н.э.

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2010-2040 гг.
Всего	5581	5542	5679	5776	5833	5852	5837	0,2%
Нефть	2137	2057	2042	2047	2002	1920	1840	-0,5%
Газ	1319	1374	1415	1424	1443	1483	1473	0,4%
Уголь	1085	1039	1004	990	954	918	882	-0,7%
Атомная энергия	596	544	592	591	614	613	628	0,2%
Гидроэнергия	116	122	126	129	133	137	140	0,6%
Другие ВИЭ	63	113	175	236	297	359	420	6,5%
Биоэнергия	264	293	325	357	390	422	454	1,8%

Таблица П34 – Генерация электроэнергии в ОЭСР, ТВт·ч

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2010-2040 гг.
Всего	10854	11450	12476	13369	14119	14719	15179	1,1%
Нефть	309	237	192	156	127	104	84	-4,2%
Газ	2544	2919	3268	3685	4015	4340	4546	2,0%
Уголь	3746	3845	3937	3986	3863	3651	3324	-0,4%
Атомная энергия	2289	2089	2273	2269	2356	2352	2411	0,2%
Гидроэнергия	1351	1421	1463	1504	1546	1588	1630	0,6%
Другие ВИЭ	351	632	987	1354	1735	2130	2544	6,8%
Биоэнергия	264	308	356	412	477	553	641	3,0%

Источник: ИНЭИ РАН

Страны не-ОЭСР

Рисунок П12 – Потребление первичной энергии по видам топлива в не-ОЭСР

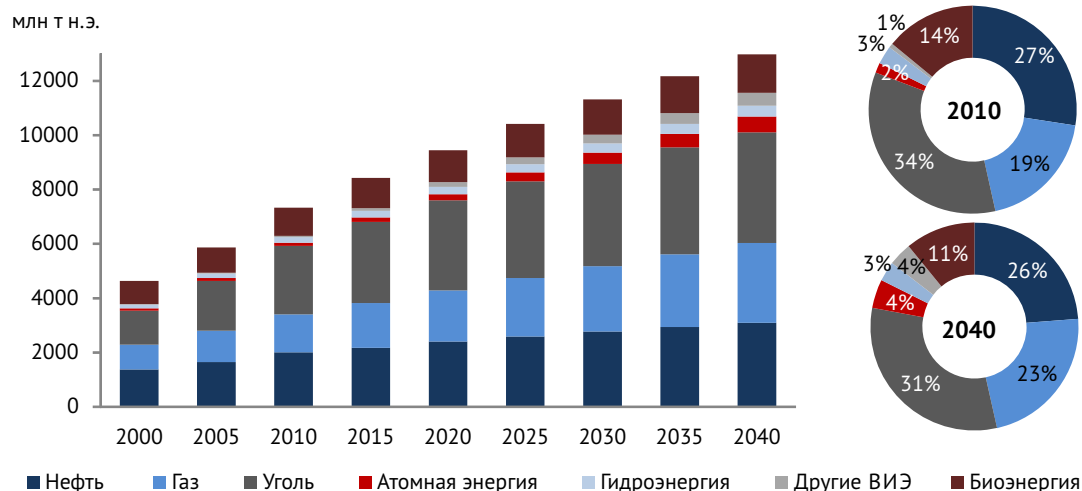


Таблица П35 – Основные показатели развития в не-ОЭСР

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2010-2040 гг.
ВВП (ППС), долл. 2010	33628	43265	56522	72134	90381	111604	135744	4,8%
Население, млн чел.	5673	6047	6408	6748	7067	7367	7648	1,0%
Душевой ВВП, долл. 2010/чел.	5927	7155	8820	10690	12790	15150	17750	3,7%
Энергоемкость ВВП, т н.э./тыс. долл.	0,22	0,19	0,17	0,14	0,13	0,11	0,10	-2,7%
Душевое энергопотребление, т н.э./чел.	1,29	1,39	1,47	1,54	1,60	1,65	1,70	0,9%
Выбросы CO ₂ , млн т	18050	20862	23196	25127	26806	28342	29836	1,7%

Таблица П36 – Потребление первичных энергоресурсов в не-ОЭСР, млн т н.э.

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2010-2040 гг.
Всего	7331	8428	9451	10418	11317	12172	12978	1,9%
Нефть	2010	2176	2403	2591	2770	2938	3091	1,4%
Газ	1396	1644	1888	2148	2407	2674	2945	2,5%
Уголь	2519	2993	3310	3567	3771	3941	4070	1,6%
Атомная энергия	117	161	230	326	417	498	582	5,5%
Гидроэнергия	207	239	271	303	336	369	401	2,2%
Другие ВИЭ	49	102	175	248	322	396	470	7,8%
Биоэнергия	1033	1114	1174	1234	1294	1356	1419	1,1%

Таблица П37 – Генерация электроэнергии в не-ОЭСР, ТВт·ч

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2010-2040 гг.
Всего	10541	12881	15879	19078	22507	26174	29988	3,5%
Нефть	680	672	687	695	692	683	666	-0,1%
Газ	2224	2657	3324	4071	4926	5895	6970	3,9%
Уголь	4916	6078	7377	8600	9847	11070	12049	3,0%
Атомная энергия	467	644	923	1308	1674	2000	2331	5,5%
Гидроэнергия	2086	2436	2824	3217	3607	3998	4380	2,5%
Другие ВИЭ	99	292	592	955	1396	1935	2593	11,5%
Биоэнергия	68	104	152	231	364	594	998	9,4%

Источник: ИНЭИ РАН

Страны БРИКС

Рисунок П13 – Потребление первичной энергии по видам топлива в странах БРИКС

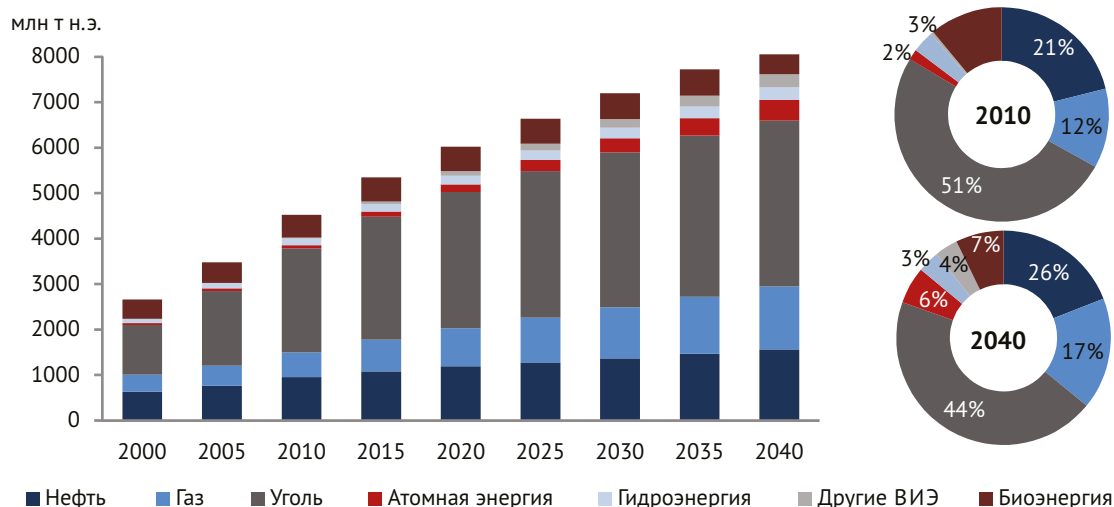


Таблица П38 – Основные показатели развития в странах БРИКС

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2010-2040 гг.
ВВП (ППС), долл. 2010	20242	26846	35817	46516	59285	74471	92043	5,2%
Население, млн чел.	2963	3093	3204	3293	3361	3409	3439	0,5%
Душевой ВВП, долл. 2010/чел.	6833	8680	11177	14124	17640	21844	26765	4,7%
Энергоемкость ВВП, т н.э./тыс. долл.	0,22	0,20	0,17	0,14	0,12	0,10	0,09	-3,0%
Душевое энергопотребление, т н.э./чел.	1,53	1,73	1,88	2,02	2,14	2,27	2,39	1,5%
Выбросы CO ₂ , млн т	12428	14709	16402	17706	18790	19735	20663	1,7%

Таблица П39 – Потребление первичных энергоресурсов в странах БРИКС, млн т н.э.

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2010-2040 гг.
Всего	4526	5351	6025	6641	7200	7725	8212	2,0%
Нефть	957	1077	1193	1276	1369	1468	1565	1,7%
Газ	542	701	833	986	1122	1251	1381	3,2%
Уголь	2287	2706	2999	3226	3406	3551	3653	1,6%
Атомная энергия	71	110	166	240	312	383	459	6,4%
Гидроэнергия	149	171	191	211	232	252	272	2,0%
Другие ВИЭ	20	55	101	147	193	240	287	9,4%
Биоэнергия	500	531	543	555	566	580	594	0,6%

Таблица П40 – Генерация электроэнергии в странах БРИКС, ТВт·ч

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2010-2040 гг.
Всего	6873	8548	10672	12918	15363	18022	20818	3,8%
Нефть	101	98	99	98	96	93	88	-0,5%
Газ	863	948	1180	1450	1811	2256	2833	4,0%
Уголь	4080	5098	6238	7310	8405	9468	10365	3,2%
Атомная энергия	285	439	664	961	1246	1559	1862	6,5%
Гидроэнергия	1425	1659	1905	2157	2405	2654	2895	2,4%
Другие ВИЭ	71	236	487	799	1185	1661	2249	12,2%
Биоэнергия	48	71	100	144	215	331	525	8,3%

Источник: ИНЭИ РАН

ОПЕК

Рисунок П14 – Потребление первичной энергии по видам топлива в ОПЕК

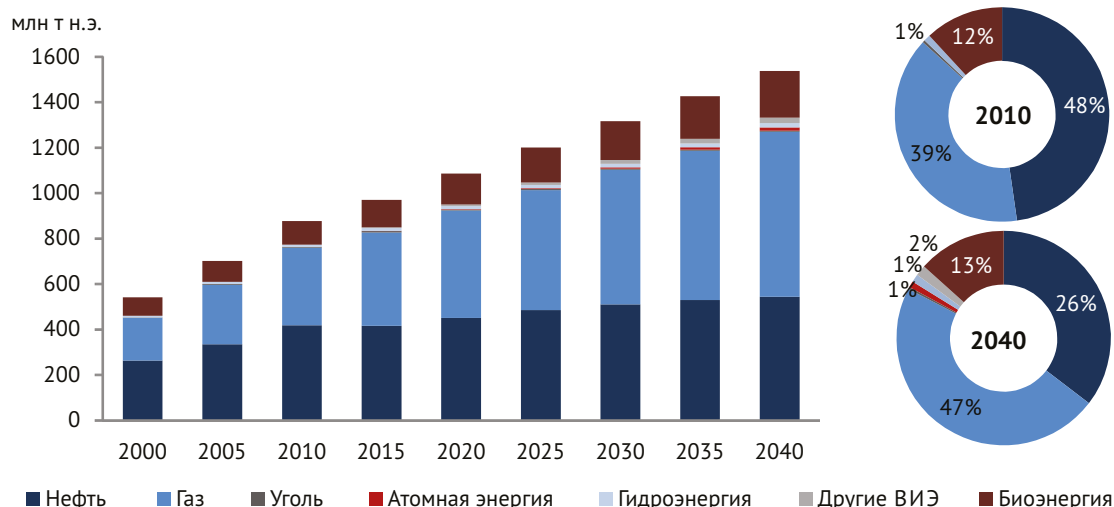


Таблица П41 – Основные показатели развития в ОПЕК

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2010-2040 гг.
ВВП (ППС), долл. 2010	3689	4462	5530	6768	8152	9708	11456	3,8%
Население, млн чел.	412	461	512	565	619	675	735	1,9%
Душевой ВВП, долл. 2010/чел.	8947	9668	10791	11987	13178	14372	15580	1,9%
Энергоемкость ВВП, т н.э./тыс. долл.	0,24	0,22	0,20	0,18	0,16	0,15	0,13	-1,9%
Душевое энергопотребление, т н.э./чел.	2,13	2,10	2,12	2,13	2,13	2,11	2,09	-0,1%
Выбросы CO ₂ , млн т	1904	2063	2291	2513	2727	2932	3129	1,7%

Таблица П42 – Потребление первичных энергоресурсов в ОПЕК, млн т н.э.

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2010-2040 гг.
Всего	878	970	1087	1204	1316	1428	1538	1,9%
Нефть	419	416	451	486	511	530	544	0,9%
Газ	342	411	473	528	592	657	726	2,5%
Уголь	3	6	4	4	5	5	5	2,2%
Атомная энергия	0	2	2	4	6	10	14	-
Гидроэнергия	9	12	13	14	16	17	19	2,3%
Другие ВИЭ	0	3	7	11	16	20	25	27,5%
Биоэнергия	104	121	137	154	171	188	205	2,3%

Таблица П43 – Генерация электроэнергии в ОПЕК, ТВт·ч

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	Темпы роста в 2010-2040 гг.
Всего	951	1127	1365	1628	1906	2203	2518	3,3%
Нефть	285	311	346	379	408	434	459	1,6%
Газ	555	691	889	1108	1353	1612	1890	4,2%
Уголь	0	0	0	0	1	1	1	1,7%
Атомная энергия	0	7	7	13	13	20	26	-
Гидроэнергия	8737	9655	9708	9761	9814	9867	9921	0,4%
Другие ВИЭ	0	9	31	54	82	115	157	25,7%
Биоэнергия	0	0	0	0	0	0	0	10,7%

Источник: ИНЭИ РАН

Энергетический баланс России, Базовый сценарий

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Внутреннее потребление, млн т н.э.	695	718	751	782	808	828	849
среднегодовой прирост, %	6	1	0	1	1	0	1
то же в % к 2010 г.	100	103	108	113	116	119	122
из общего потребления:							
- газ	358	365	392	408	422	430	439
- жидкие	123	135	141	149	155	158	155
- уголь и прочие	124	119	118	118	119	121	126
- неуглеродные	90	99	100	108	112	119	128
То же в %:							
- газ	52	51	52	52	52	52	52
- нефтепродукты	18	19	19	19	19	19	18
- твердое топливо	18	17	16	15	15	15	15
- неуглеродные	13	14	13	14	14	14	15
Вывоз, млн т н.э.	623	656	642	632	627	624	632
в том числе:							
- СНГ	89	85	85	74	64	55	54
из них газ	50	47	45	37	31	26	28
- дальнее зарубежье	534	571	557	557	563	569	578
из них газ	129	141	140	154	177	203	222
Прирост запасов, млн т н.э.	1	2	2	2	2	2	2
ИТОГО РАСХОД, млн т н.э.	1319	1376	1395	1416	1437	1454	1483
РЕСУРСЫ, млн т н.э.	1319	1376	1395	1416	1437	1454	1483
из них:							
Импорт	43	27	22	22	20	15	14
из них газ	29	16	18	18	16	13	12
Производство - всего	1276	1348	1373	1394	1416	1439	1469
среднегодовой прирост, %	5,95	0,21	0,11	0,31	0,31	0,32	0,41
то же в % к 2010 г.	100	106	108	109	111	113	115
в том числе:							
- нефть и конденсат, млн т	505	522	513	505	491	476	468
- природный и попутный газ, млрд куб. м	649	690	722	750	792	830	869
- уголь, млн т	323	353	363	352	347	345	341
млн т н.э.	156	170	175	171	168	162	156
- гидро, млрд кВт·ч	170	193	198	208	215	222	222
- атомная, млрд кВт·ч	170	192	205	245	268	293	318
- возобновляемые энергоресурсы, млн т н.э.	13	14	16	19	21	26	33
То же в %:							
- газ	41	41	42	44	45	47	48
- нефть и конденсат	39	39	37	36	35	33	32
- уголь, прочие твёрдые	12	13	13	12	12	12	11
- гидро	3	3	3	3	3	3	3
- атомная	3	3	3	4	4	4	4
- возобновляемые ЭР	1	1	1	1	2	2	2

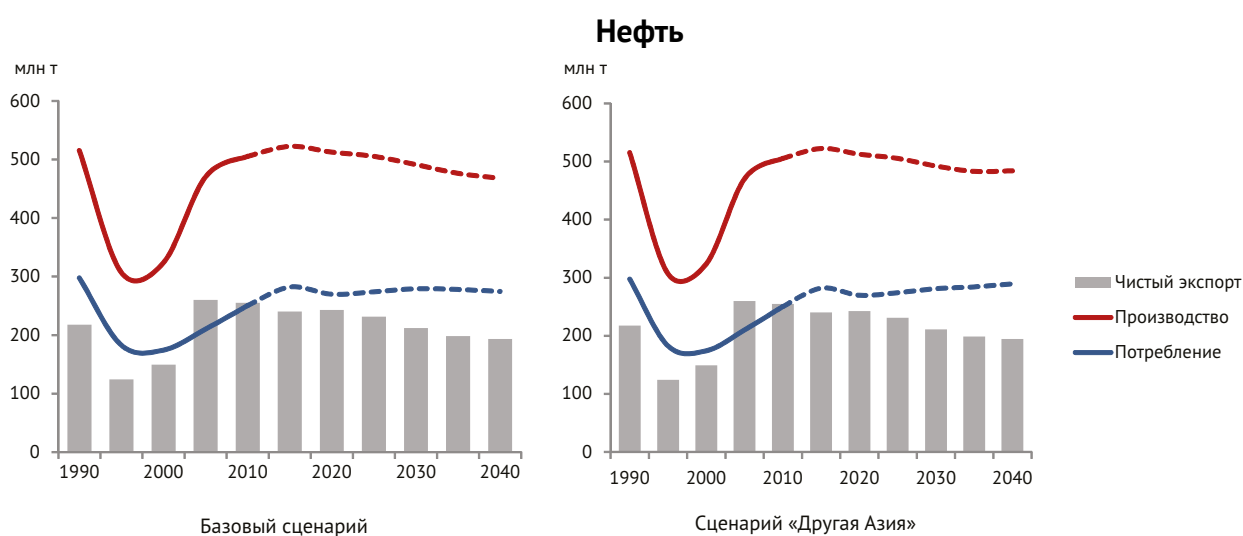
Источник: ИНЭИ РАН

Энергетический баланс России, сценарий «Другая Азия»

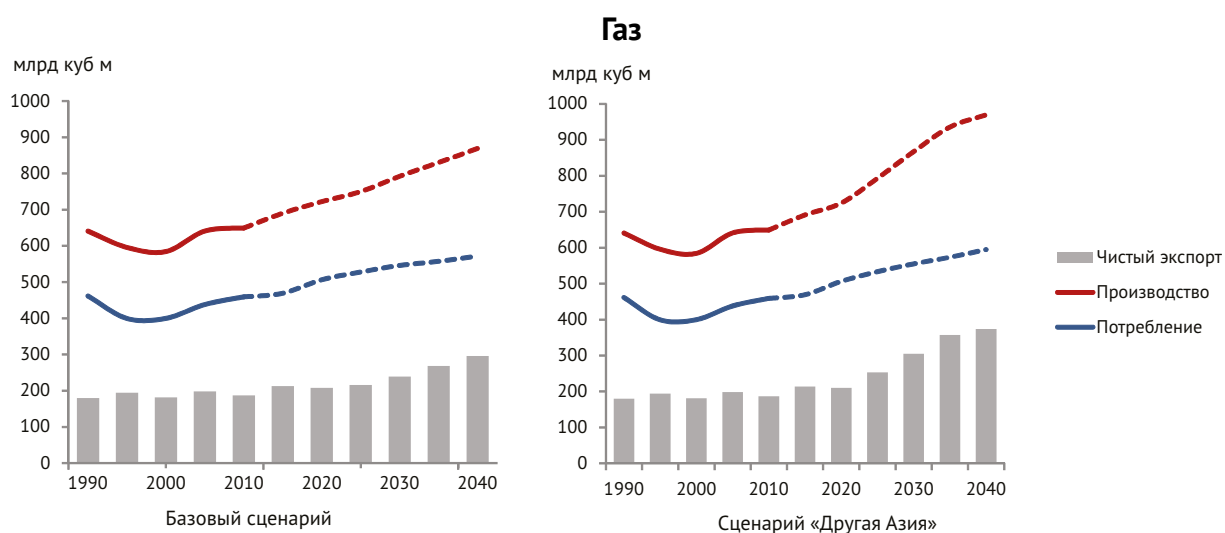
	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Внутреннее потребление, млн т н.э.	695	718	751	789	822	856	891
среднегодовой прирост, %	6	1	0	1	1	1	1
то же в % к 2010 г.	100	103	108	114	118	123	128
из общего потребления:							
- газ	358	365	392	411	428	441	456
- жидкие	123	135	141	150	158	165	169
- уголь и прочие	124	119	118	120	123	128	135
- неуглеродные	90	99	100	108	113	122	131
То же в %:							
- газ	52	51	52	52	52	52	51
- нефтепродукты	18	19	19	19	19	19	19
- твердое топливо	18	17	16	15	15	15	15
- неуглеродные	13	14	13	14	14	14	15
Вывоз, млн т н.э.	623	656	644	674	703	733	747
в том числе:							
- СНГ	89	85	85	74	64	55	54
из них газ	50	47	45	37	31	26	28
- дальнее зарубежье	534	572	559	600	639	678	693
из них газ	129	141	142	184	230	274	285
Прирост запасов, млн т н.э.	1	2	2	2	2	2	2
ИТОГО РАСХОД, млн т н.э.	1319	1377	1397	1465	1527	1591	1640
РЕСУРСЫ, млн. т н.э.	1319	1376	1397	1465	1527	1591	1640
из них:							
Импорт	43	27	22	22	20	15	14
из них газ	29	16	18	18	16	13	12
Производство - всего	1276	1349	1375	1443	1507	1576	1626
среднегодовой прирост, %	5,95	1,12	0,12	0,98	0,87	0,89	0,64
то же в % к 2010 г.	100	106	108	113	118	123	127
в том числе:							
- нефть и конденсат, млн т	505	522	513	505	492	483	484
- природный и попутный газ, млрд куб. м	649	691	724	793	867	935	970
- уголь, млн т	323	353	363	380	398	423	447
млн т н.э.	156	170	175	184	192	199	205
- гидро, млрд кВт·ч	170	193	198	208	215	222	222
- атомная, млрд кВт·ч	170	192	205	245	286	330	375
- возобновляемые энергоресурсы, млн т н.э.	13	14	16	19	21	26	33
То же в %:							
- газ	41	41	43	45	47	48	48
- нефть и конденсат	39	39	37	35	33	31	30
- уголь, прочие твёрдые	12	13	13	13	13	13	13
- гидро	3	3	3	3	3	3	3
- атомная	3	3	3	3	4	4	4
- возобновляемые ЭР	1	1	1	1	1	2	2

Источник: ИНЭИ РАН

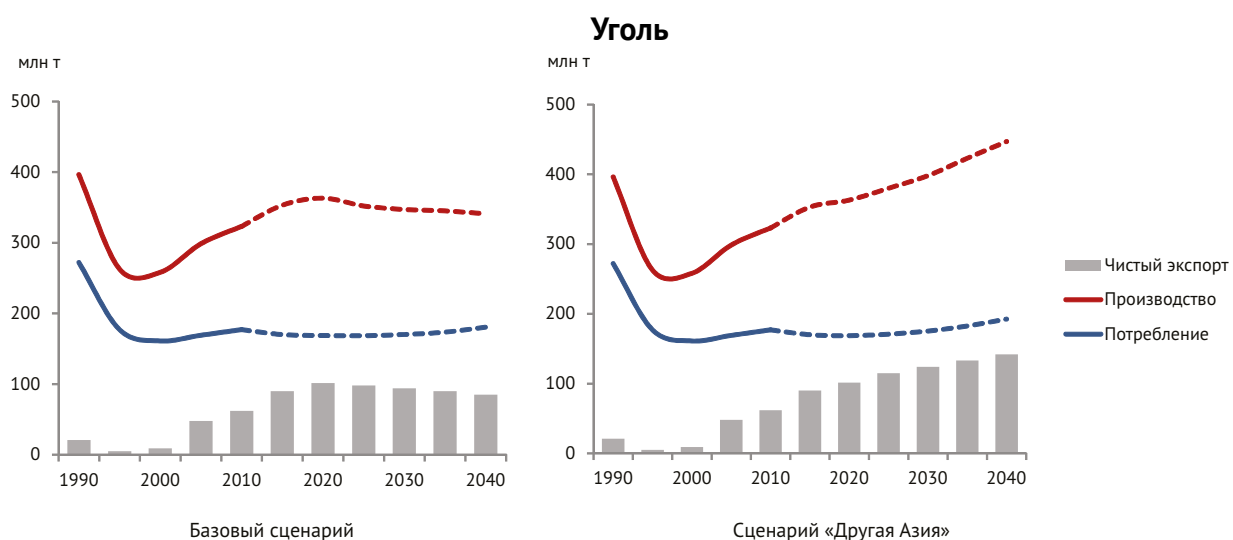
Сценарии энергетического баланса России



Источник: ИНЭИ РАН



Источник: ИНЭИ РАН



Источник: ИНЭИ РАН

Институт энергетических исследований Российской Академии Наук (ИНЭИ РАН) – ведущий российский независимый научно-исследовательский центр в области комплексных исследований энергетики.

Институт был создан в 1985 году для выполнения фундаментальных исследований в рамках разработки и реализации энергетической политики страны. Институт сочетает в себе преимущества академической науки – глубокую проработку задач и строгий методологический аппарат – с динамизмом и клиенто-ориентированным подходом.

За почти 30 лет работы Институт наработал обширный практический опыт, развил мощный математический инструментарий и накопил уникальные массивы данных по энергетике мира, стран СНГ, России и ее регионов.

Основная научная задача Института – развитие теории и методологии системных исследований и прогнозирования развития энергетики. Главные объекты прикладных исследований – топливно-энергетический комплекс мира, стран и регионов, Единая система газоснабжения и Единая электроэнергетическая система страны (включая ядерную энергетику), нефтяная и угольная отрасли, научно-технический прогресс в энергетике России, энергетика стран СНГ.

Аналитический Центр при Правительстве РФ – многофункциональное экспертно-аналитическое учреждение, осуществляющее деятельность в сфере оперативной аналитики и перспективных научных исследований, организующее тренинговые мероприятия по программно-целевому управлению.

Центр был создан в соответствии с постановлением Правительства РФ от 20 декабря 2005 года. Целью его деятельности является предоставление надежной и своевременной информации, обеспечивающей заблаговременное предупреждение Правительства Российской Федерации о существенных обстоятельствах, способствующих или препятствующих достижению окончательных результатов, определенных в качестве основного направления в разрабатываемых и реализуемых государственных программах и проектах по социально-экономическому развитию.

Задачи Аналитического центра – повышение качества данных, используемых в целях анализа и прогноза социально-экономических явлений и процессов, управления государственными проектами и программами, а также расширение и углубление кооперации с экспертно-аналитическими центрами, группами и отдельными специалистами в интересах развития базы внешней экспертизы. Особое внимание уделяется сотрудничеству с регионами России, международными организациями и научно-исследовательскими центрами по распространению лучшей практики оперативного и стратегического мониторинга социально-экономического развития.

Результаты работ по Прогнозу 2013 были отмечены премиями
Мирового энергетического совета и НП «Глобальная энергия».

При грантовой поддержке НП «Глобальная энергия» проводятся дальнейшие исследо-
вания в области прогнозирования энергетики.

Авторские права и предупреждение об ограниченной ответственности

Авторские права на все материалы, опубликованные в данном прогнозе, за исключени-
ем особо оговоренных случаев, принадлежат ИНЭИ РАН и Аналитическому Центру при
Правительстве Российской Федерации. Незаконное копирование и распространение
информации, защищенной авторским правом, преследуется по Закону. Все материа-
лы, представленные в настоящем документе, носят исключительно информационный
характер и являются исключительно частным суждением авторов и не могут рассма-
триваться как предложение или рекомендация к совершению каких-либо действий.
ИНЭИ РАН и АЦ не несут ответственности за любые потери, убытки либо другие не-
благоприятные последствия, произошедшие в результате использования информации,
содержащейся в настоящей публикации, за прямой или косвенный ущерб, наступивший
вследствие использования данной информации, а также за достоверность информа-
ции, полученной из внешних источников. Любое использование материалов публика-
ции допускается только при оформлении надлежащей ссылки на данную публикацию.

© ИНЭИ РАН, АЦ 2014. Все права защищены.

ISBN 591438016-2

