

# ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МИРА И РОССИИ 2016



**ИНСТИТУТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ  
ИССЛЕДОВАНИЙ  
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК**



**АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЦЕНТР  
ПРИ ПРАВИТЕЛЬСТВЕ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЦЕНТР  
ПРИ ПРАВИТЕЛЬСТВЕ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**



УДК 620.9:327

ББК 31.15:65

Э11



Институт энергетических исследований  
Российской Академии Наук  
<https://www.eriras.ru>



Аналитический Центр при  
Правительстве Российской Федерации  
<http://ac.gov.ru>

В монографии представлены результаты исследования по долгосрочному прогнозированию развития мировых энергетических рынков и расчетов, проведенных с использованием информационно-модельного комплекса SCANNER. Показана комплексная оценка направлений развития энергетики мира, регионов и стран, включая объемы потребления, производства, переработки и торговли энергоресурсами, цены, параметры конкуренции, динамику ввода новых мощностей, объемы выбросов CO<sub>2</sub>. Три прогнозных сценария – Вероятный, Благоприятный и Критический - отражают ключевые неопределенности развития энергетики. С учетом влияния ситуации на внешних рынках выполнена оценка направлений развития энергетики России.

Перспективы энергетических рынков детально проанализированы с учетом экономических, демографических, технологических, политических, климатических и других факторов. Проведено исследование реакции рынков и ключевых игроков на указанные факторы.

Предназначено для представителей науки, бизнеса, государственных деятелей, занимающихся проблемами развития энергетики и экономики, может использоваться в образовательных целях.

**Прогноз развития энергетики мира и России 2016 / под ред. А.А.Макарова, Л.М.Григорьева, Т.А.Митровой;  
ИНЭИ РАН–АЦ при Правительстве РФ – Москва, 2016. – 200 с. - ISBN 978-5-91438-023-3**

ISBN 978-5-91438-023-3

© Институт энергетических исследований РАН, 2016

© Аналитический Центр при Правительстве РФ, 2016

## ПРОГНОЗ ПОДГОТОВЛЕН:

ФГБУН «Институт энергетических исследований Российской академии наук»

и АНО «Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации»

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

Руководитель проекта к. э. н. Т. А. Митрова, научный руководитель направления «Прогнозирование развития мировой энергетики и мировых энергетических рынков с определением роли и места в них России» ИНЭИ РАН

Профессор, к. э. н. Л. М. Григорьев, главный советник руководителя АНО «Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации», ординарный профессор НИУ ВШЭ

## АВТОРСКИЙ КОЛЛЕКТИВ:

- Белоцкая Е. Д. младший научный сотрудник ИНЭИ РАН
- Веселов Ф. В. заведующий Отделом научных основ развития систем энергетики ИНЭИ РАН, ведущий научный сотрудник ИЭ НИУ ВШЭ, к. э. н.
- Галкин Ю. В. ст. инженер ИНЭИ РАН
- Галкина А. А. научный сотрудник ИНЭИ РАН
- Геллер Е. И. младший научный сотрудник ИНЭИ РАН
- Гимади В. И. начальник управления по экономике отраслей ТЭК, АНО «Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации»
- Григорьев Л. М. главный советник руководителя АНО «Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации», ординарный профессор НИУ ВШЭ, к. э. н., профессор
- Грушевенко Д. А. научный сотрудник ИНЭИ РАН, ведущий эксперт ИЭ НИУ ВШЭ
- Грушевенко Е. В. научный сотрудник ИНЭИ РАН, старший преподаватель кафедры Системных исследований энергетических рынков факультета ЭиУ РГУ (НИУ) нефти и газа имени И.М. Губкина
- Калюжнова Е. вице-декан Хенлей бизнес-школы, директор Центра евро-азиатских исследований, Университет Рединга, д. э. н.
- Капустин Н. О. младший научный сотрудник ИНЭИ РАН
- Козина Е. О. научный сотрудник ИНЭИ РАН, научный сотрудник ИЭ НИУ ВШЭ
- Кулагин В. А. заведующий Отделом исследования энергетического комплекса мира и России ИНЭИ РАН, заведующий Центром ИЭ НИУ ВШЭ
- Курдин А. А. руководитель по исследованиям Управления по ТЭК АНО «Аналитический центр при Правительстве РФ», зам. зав. кафедрой конкурентной и промышленной политики Экономического факультета МГУ имени М. В. Ломоносова, к. э. н.
- Макаров А. А. научный руководитель ИНЭИ РАН, академик
- Макарова А. С. ведущий научный сотрудник ИНЭИ РАН, к. э. н.
- Мельникова С. И. научный сотрудник ИНЭИ РАН, научный сотрудник ИЭ НИУ ВШЭ
- Митрова Т. А. научный руководитель направления «Прогнозирование развития мировой энергетики и мировых энергетических рынков с определением роли и места в них России» ИНЭИ РАН
- Овчинникова И. Н. ст. инженер ИНЭИ РАН
- Ряпин И. Ю. ведущий эксперт ИЭ НИУ ВШЭ
- Старченко А. Г. партнер First Imagine! Ventures
- Трошина Н. В. инженер ИНЭИ РАН
- Яковлева Д. Д. инженер ИНЭИ РАН

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
Раздел 1. Сценарные условия.....	8
Население мира и регионов.....	12
ВВП мира и регионов.....	17
Геополитика.....	24
Государственная энергетическая политика.....	24
Технологии.....	26
Климат.....	29
Раздел 2. Сценарный прогноз развития энергетики мира.....	36
Душевое энергопотребление и энергоемкость ВВП.....	36
Прогноз потребления первичной энергии.....	38
Электроэнергетика.....	44
Атомная энергетика.....	56
Возобновляемые источники энергии.....	60
Рынок жидких видов топлива.....	66
Рынок газового топлива.....	112
Рынок твердых видов топлива.....	134
Производство первичной энергии.....	141
Международная торговля.....	143
Выбросы CO <sub>2</sub> .....	145
Раздел 3. Сценарный прогноз развития энергетики России.....	149
Сценарные предпосылки.....	149
Энергоемкость экономики и внутреннее первичное энергопотребление.....	154
Производство энергоресурсов.....	157
Нефтяная отрасль.....	161
Газовая отрасль.....	167
Угольная отрасль.....	169
Выбросы CO <sub>2</sub> .....	171
Влияние ТЭК на экономику страны.....	172
Приложения.....	174
Страны и регионы.....	175
Список сокращений и обозначений.....	176
Энергетические балансы.....	179





# ВВЕДЕНИЕ

## ВВЕДЕНИЕ

За два года, прошедших с предыдущего выпуска «Прогноза», глубокие изменения произошли в мировой экономике, в конъюнктуре мировых энергетических рынков, геополитике, в приоритетах государственных энергополитик и в энергетических технологиях.

Общее замедление мировой экономики в сочетании с ростом удельного веса Азии сопровождается резким увеличением разброса динамики ВВП по странам и торможением прежних лидеров (замедление Китая, текущие кризисы в Бразилии, России и ЮАР). Специфика роста в мире повлияла на инвестиционно-финансовые аспекты развития: экономика мира расколота по важнейшему показателю — стоимости кредита. В ведущих развитых странах наблюдаются низкие и даже отрицательные реальные ставки процента, в отличие от всего остального мира. Радикальные изменения происходят в крупнейшей мировой экономике и главном драйвере спроса на энергоресурсы — в Китае, который вынужден сокращать энергоёмкость, чтобы начать решать экологические и климатические проблемы.

Замедление спроса на фоне бурного роста предложения углеводородов привело к ребалансировке рынка и существенному снижению цен на нефть в 2014–2016 гг., изменению потоков поставок энергоносителей, к трансформации институциональных рамок, а также к началу нового передела рынка между основными его участниками.

Политические конфликты на Ближнем Востоке постепенно трансформировались в проблему мирового терроризма, которая уже оказывает существенное негативное воздействие на рост не только в арабском мире. Одновременно раскол по линии Россия — Запад усиливает общую геополитическую напряженность, создавая дополнительные стимулы для стран-импортеров продвигать все технологии, способные поддержать их энергетическую независимость.

Все больше стран, включая развивающиеся, устанавливают приоритетами своей энергополитики экологию и энергобезопасность, что создает четкий вектор в направлении снижения зависимости от углеводородов.

Технологические факторы, отражающие огромные усилия науки и бизнеса для повышения эффективности энергетики по всей цепочке: от добычи, транспортировки, переработки и до потребления, не только позволили вывести на рынок значительные объемы конкурентоспособных углеводородов, но и продолжают работать в направлении развития энергоэффективности и всех альтернативных источников энергии.

Все вместе это порождает в обществе ожидания скорого радикального изменения мировой энергетики (без каких-либо кардинальных технологических революций — на базе совершенствования уже доступных технологий). В этом исследовании мы решили проверить гипотезу о том, что мировые энергетические рынки находятся в точке бифуркации, в которой может произойти радикальная смена установившегося режима работы системы, а главное — выявить возможные последствия такой бифуркации для России.

Используемый для этого сценарный подход весьма трудоемок, но только таким образом можно было исследовать развилку, перед которой стоит сейчас мировая энергетика. Рассматривалось три сценария, покрывающих если не полностью, то весьма значительную часть будущего диапазона неопределенности:

- Благоприятный сценарий (мировая экономика растет высокими темпами, реализуются все планы правительств в отношении энергополитики, идет активный трансфер технологий по всему миру и нет жестких финансовых ограничений для инвестиций);
- Вероятный сценарий («все идет как идет»);
- Критический сценарий (с экономическим спадом, геополитическими конфликтами и крайне ограниченными перетоками капитала и технологий).

К удивлению авторов, в явном виде подтвердить гипотезу о бифуркации не удалось. При всей широте заданных сценарных предпосылок, революционных изменений с точки зрения мирового энергобаланса, международной торговли энергоресурсами и самой конъюнктуры мировых рынков не происходит. Углеводороды сохраняют свои доминирующие позиции в балансе, не сильно меняются и рыночные позиции основных поставщиков энергоресурсов. Однако при этом мы видим серьезные основания ожидать глубокую трансформацию мировой энергетики не на количественном, а на качественном уровне — за счет внедрения новых технологий управления системами энергетики (в первую очередь — на базе искусственного интеллекта).

Для России даже эти лимитированные изменения создают весьма неблагоприятные условия, особенно в Критическом и Вероятном сценариях. В Благоприятном сценарии, предполагающем радикальное повышение эффективности системы управления и изменение доминирующей бизнес-модели, Россия имеет возможность для возвращения на траекторию высокого экономического роста, в том числе с помощью ТЭК. Но это окно возможностей ограничено — тем важнее результаты данного исследования для принятия решений.

Как обычно, «Прогноз» выполнен без какого-либо внешнего заказа или финансирования, что обеспечивает его полную независимость от интересов любых стейкхолдеров.





# Раздел 1

## СЦЕНАРНЫЕ УСЛОВИЯ



## РАЗДЕЛ 1. СЦЕНАРНЫЕ УСЛОВИЯ

В Прогнозе-2016 рассматриваются три сценария, покрывающих значительную часть будущего диапазона неопределенности – Благоприятный (высокая экономика, низкие риски, трансфер технологий и капитала), Вероятный («все идет, как идет») и Критический (экономический спад, множество локальных конфликтов, дальнейшее усиление разрыва между странами)

Методология данного исследования построена на анализе очень широкого поля возможных вариантов развития энергетики мира (включая её отраслевые и региональные составляющие) с выделением трех основных, принципиально различающихся траекторий развития.

- **Благоприятный сценарий** показывает реалистичный потенциал развития мировой энергетики при высоком экономическом росте и отсутствии рисков и неблагоприятных условий (хотя это и не самый оптимистичный из всех возможных сценариев).

Прежде всего, он предполагает геополитическую стабильность на всем временном горизонте, то есть отсутствие крупных вооруженных конфликтов и разрушения хозяйства крупных стран или регионов.

Во-вторых, предполагается, что природные факторы, в частности - изменение климата - не повлекут за собой катастроф, выходящих условно за пределы издержек митигации и адаптации, и что развитие технологий не поставит ту или иную группу стран перед слишком сложными задачами адаптации к изменению структуры мирового производства и торговли. При достаточно высоких темпах роста мир будет иметь большие финансовые и ресурсные возможности для решения мировых проблем. В этом случае расходы на сохранение климата, другие общечеловеческие задачи будут не столько потерями, сколько одним из стимулов к структурным сдвигам и развитию.

Наконец, ни одна из ключевых экономик мира не должна оказаться в длительной стагнации и тормозить мировое развитие. Это означает не только возврат Восточной Европы и Латинской Америки к росту и завершению индустриальной фазы развития, но и определенную стабильность цен на энергоносители, что позволило бы одновременно поднять внутренние инвестиции у энергоэкспортеров. ЕС восстанавливает рост до 1,5 % в среднем, БСВ (Ближний и Средний Восток) оказывается в состоянии обеспечить рост ВВП на душу населения в реальном выражении. Китай значительно замедляет рост в будущем, но обеспечивает примерно 4,5 % роста ВВП на душу населения, продолжая политику сглаживания неравенства. Главное – ни Китай, ни Индия, ни Африка не входят в кризис трансформационного характера, а упорно подтягиваются к развитой части мира. И, соответственно, не происходит миграционного кризиса в странах-реципиентах или политического кризиса у доноров при попытке его сдержать (с внешней помощью). Восточная Европа и Азия формируют устойчивую рыночную экономику, приближающуюся постепенно к уровню и качественным характеристикам развития стран ОЭСР в современную эпоху. В этой ситуации в развитых странах предполагаются разум-

ные вложения в создание зеленой экономики без попыток мобилизационного ухода от энергозависимости.

Важнейшая особенность данного сценария – предпосылка о том, что трансфер технологий не ограничен и нет проблем с его финансированием на уровне компаний и правительств развивающихся стран.

В совокупности все это должно дать серьезный толчок экономическим связям и общему росту, который по десятилетиям мог бы выглядеть как: 3,3-3,6 % в текущем, 3,5-3,7 % в 2020-х и 3,0-3,2 % в 2030-х гг.

- **Вероятный сценарий** был сформирован по асимметричному вероятностному распределению и отражает, как видно из названия, наиболее реалистичный вариант по мнению авторов. При переходе от Благоприятного сценария к Вероятному реализм отражается в снижении роста мирового роста ВВП до 2,8 % в среднем на протяжении четверти века - появляется ряд факторов, которые будут тормозить мировое развитие.

Прежде всего, приходится снять предположение о стабильном (даже если и замедляющемся) росте во всех ключевых регионах.

Геополитическая картина уже по состоянию 2016 г. не выглядит оптимистичной. Конфликт и трения в Восточной Европе, несколько конфликтов на БСВ – все это вынуждает принимать во внимание возможность серьезных затруднений для мирового роста. Демографический и миграционный кризисы в Африке и БСВ вместе с выходом Великобритании из ЕС, которые при удачном стечении внешних обстоятельств и хорошем управлении могли бы даже стать стимулом к лучшему глобальному управлению, при существующих хаотических формах могут серьезно затормозить мировой рост.

В данном случае распределение роста ВВП может приобрести неприятный характер: 3,3 % в 2010-х, 2,9-3 % в 2020-х и 2,4-2,5 % в 2030-х. В этом случае борьба различных агентов и целей за бюджетные ресурсы внутри развитых стран, обострение долгового бремени может привести к ослаблению внимания к решению глобальных проблем.

Падение нормы накопления в этом случае будет глубже в ряде регионов, напряженность с поддержанием уровня благосостояния в развитых странах будет воздействовать на электоральные процессы и тормозить решение глобальных проблем.

Трансфер технологий в развивающиеся страны будет заметно затруднен, поскольку механизмы передачи будет трудно организовать и финансировать, что создаст эффект усиливающегося отрыва ведущих стран мира от всех прочих.

- **Критический сценарий** показывает реалистичные последствия реализации сразу нескольких рисков и неблагоприятных условий (хотя при этом не является самым пессимистичным из всех возможных

сценариев). В первую очередь, он предполагает сложности сразу в нескольких критически важных регионах мира и снижение среднегодовых темпов роста мировой экономики до 2,1 % - это может означать, что в развитых странах, в частности в ЕС и ряде стран со средним уровнем развития могут быть серьезные спады производства при росте в 3,1 % - 2,1 % и 1,7 % по десятилетиям (2010-ые, 2020-ые, 2030-ые). Финансовые и долговые проблемы, обострившиеся ранее, ограничивают маневренность экономической политики в развитых странах. Миграционный кризис во многом связывает руки во внутренней политике и усиливает центробежные тенденции, усложняет координацию усилий.

С точки зрения геополитики, в данном сценарии не предполагаются глобальные военные конфликты, но локальные становятся весьма распространенными.

БСВ оказывается слабым звеном и вряд ли демонстрирует рост, достаточный для того, чтобы избежать социальных конфликтов на почве бедности (с вмешательством религиозных факторов). В этом сценарии и замедление роста Китая (до 1,6 % в 2030-х) может оказаться не слишком гладким, причем как в 2020-х, так и в 2030-х гг. В Китае возможны социальные сложности, поскольку снижение неравенства при замедлении роста будет затруднительно. В Индии по мере достижения определенных рубежей могут возникнуть распределительные конфликты, которые также могут затормозить быстрый рост.

В этом случае глобально капиталовложения и норма накопления будут еще ниже, могут расти потери от природных (климатических) катастроф в связи с неготовностью мирового сообщества как к предотвращению, так и к адаптации. Достижение Целей Устойчивого Развития ООН окажется под угрозой, а переход стран со средним развитием в более высокий класс будет сопровождаться социальными конфликтами, типичными для таких этапов в истории развитых стран. Развитые страны за счет НТП серьезно оторвутся от остальных и будут пытаться отгородиться от мировых проблем в связи с их размерами, трудностью координации и «безбилетниками». Не только экономический, но и технологический разрыв между странами будет увеличиваться.

Обобщенно сценарные предпосылки приведены в Таблица 1.1, более детально каждый показатель рассматривается ниже.

Таблица 1.1 – Матрица сценариев Прогноза-2016

Показатель	Период	Единица измерения	Благоприятный сценарий	Вероятный сценарий	Критический сценарий
<b>Демография и экономика</b>					
Численность населения мира	2015	млрд чел.		7,4	
	2020			7,8	
	2030			8,5	
	2040			9,2	
Рост ВВП мира	2015-2040	%	3,4	2,8	2,1
	2015-2020		3,6	3,3	3,0
	2020-2030		3,7	3,0	2,1
	2030-2040		3,0	2,5	1,7
Средний душевой ВВП в мире	2015	тыс. долл. 2014 г./чел.	15,3	15,3	15,3
	2040		28,2	24,7	20,6
<b>Геополитика, госэнергополитика, климат</b>					
Геополитические риски	-	-	Конфликты отсутствуют	Локальные конфликты	Конфликты оказывают значительное негативное воздействие на развитие мировой энергетики
Госэнергополитика	-	-	Планы недостаточны, пересмотры	Неполная имплементация планов	Планы не выполняются
Цены CO <sub>2</sub>	2015, Европа	долл. 2014 г./т	8	8	8
	2015, Азия		0	0	0
	2040, Европа		45	35	15
	2040, Азия		45	25	5
Мировой рынок торговли квотами на выбросы	-	-	Формируется	Не формируется, но региональная торговля развивается	Не формируется
<b>Технологии</b>					
Развитие новых технологий	-	-	Технологические революции отсутствуют. Предполагается внедрение только тех технологий, которые уже проходят апробацию в настоящее время. По уже применяемым технологиям предполагается постепенный рост их экономической эффективности, а также продолжение сложившихся трендов снижения энергоемкости ВВП стран мира.		
Трансфер технологий	-	-	Не ограничен	Ограничен	Трансфер отсутствует, новые технологии только в ОЭСР

Источники: ИНЭИ РАН, Аналитический Центр при Правительстве РФ

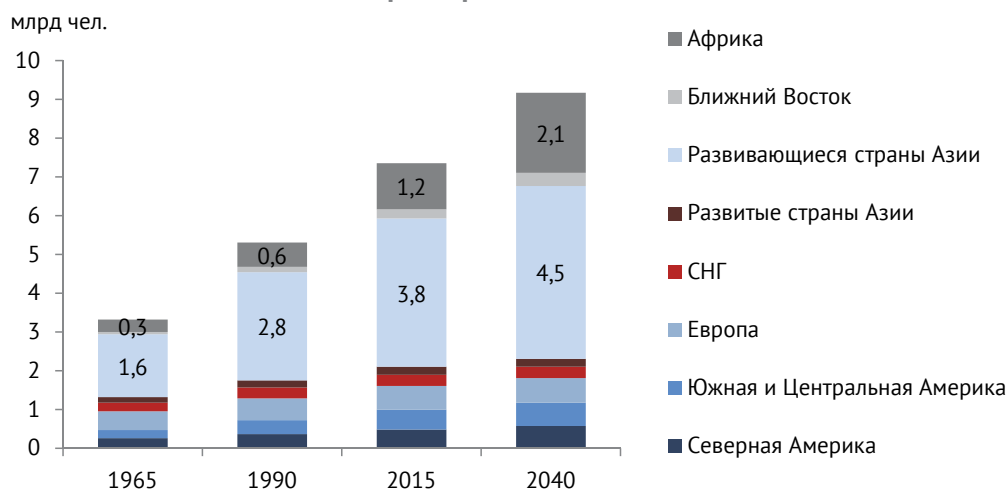


## Население мира и регионов

Население мира к 2040 г. вырастет почти на 2 млрд, в основном за счет развивающихся стран, из них почти 1 млрд составит прирост в Африке

Динамика численности и структура мирового населения являются одним из ключевых драйверов энергопотребления. В «Прогнозе-2016» демографические предпосылки по всем трем сценариям не различаются, в качестве основного принят средний прогноз динамики населения ООН<sup>1</sup>. Согласно данным ООН, в середине 2015 г. население мира достигло 7,35 млрд человек, а к 2040 г. этот показатель составит 9,157 млрд человек<sup>2</sup>, что поставит перед человечеством задачу энергообеспечения дополнительно почти 2 млрд человек (Рисунок 1.1, Рисунок 1.2 и Таблица 1.2).

Рисунок 1.1 – Динамика населения мира по регионам с 1965 по 2040 г.



Источники: ООН World Population Prospects, редакция 2015 г., ИНЭИ РАН

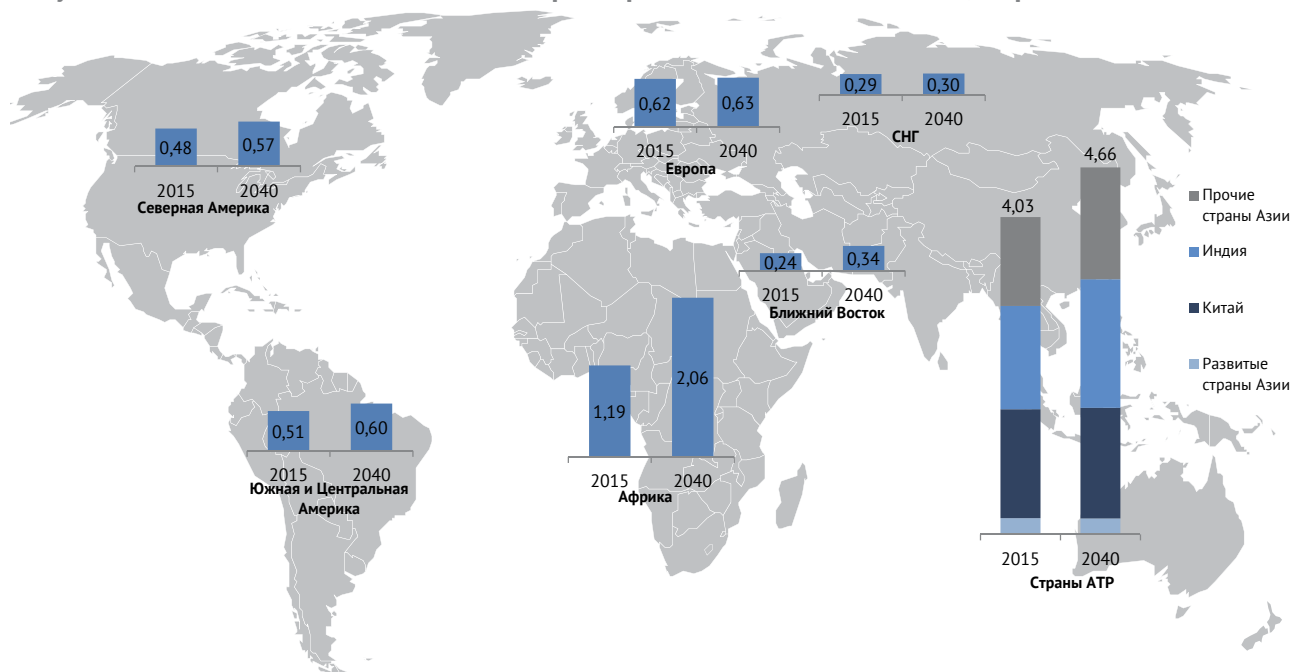
Таблица 1.2 – Изменение численности и структуры населения мира по регионам и крупнейшим странам в 2015–2040 гг.

	Численность населения, млн чел.		Среднегодовой рост численности населения, %	Уровень урбанизации, %		Доля трудоспособного населения, %	
	2015	2040		2015–2040	2015	2040	2015
<b>Северная Америка</b>	<b>485</b>	<b>574</b>	<b>0,68</b>	<b>81</b>	<b>86</b>	<b>66</b>	<b>62</b>
США	322	374	0,60	82	88	66	60
<b>Южная и Центральная Америка</b>	<b>507</b>	<b>603</b>	<b>0,69</b>	<b>80</b>	<b>85</b>	<b>67</b>	<b>65</b>
Бразилия	208	236	0,51	84	87	69	66
<b>Европа</b>	<b>617</b>	<b>633</b>	<b>0,10</b>	<b>74</b>	<b>82</b>	<b>66</b>	<b>59</b>
ЕС-28	506	507	0,01	76	82	65	58
<b>СНГ</b>	<b>289</b>	<b>297</b>	<b>0,11</b>	<b>63</b>	<b>66</b>	<b>69</b>	<b>66</b>
Россия	146	145	-0,04	73	75	70	65
<b>Развитые страны Азии</b>	<b>205</b>	<b>203</b>	<b>-0,05</b>	<b>90</b>	<b>94</b>	<b>64</b>	<b>56</b>
Япония	127	114	-0,43	94	98	61	54
<b>Развивающиеся страны Азии</b>	<b>3824</b>	<b>4457</b>	<b>0,62</b>	<b>44</b>	<b>57</b>	<b>68</b>	<b>66</b>
Китай	1384	1404	0,06	57	75	73	62
Индия	1311	1634	0,88	32	43	66	68
<b>Ближний Восток</b>	<b>240</b>	<b>340</b>	<b>1,41</b>	<b>71</b>	<b>76</b>	<b>66</b>	<b>67</b>
<b>Африка</b>	<b>1186</b>	<b>2063</b>	<b>2,24</b>	<b>40</b>	<b>50</b>	<b>56</b>	<b>61</b>
<b>Мир</b>	<b>7352</b>	<b>9169</b>	<b>0,89</b>	<b>54</b>	<b>62</b>	<b>66</b>	<b>64</b>

Источники: ООН World Population Prospects, редакция 2015 г., ИНЭИ РАН

- 1 UN, Population Division of the Department of economic and social affairs, "World Population Prospects 2015 Revision", Medium scenario.
- 2 В данном исследовании прогноз численности населения ООН уточнен для России в соответствии с «Прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 г.».

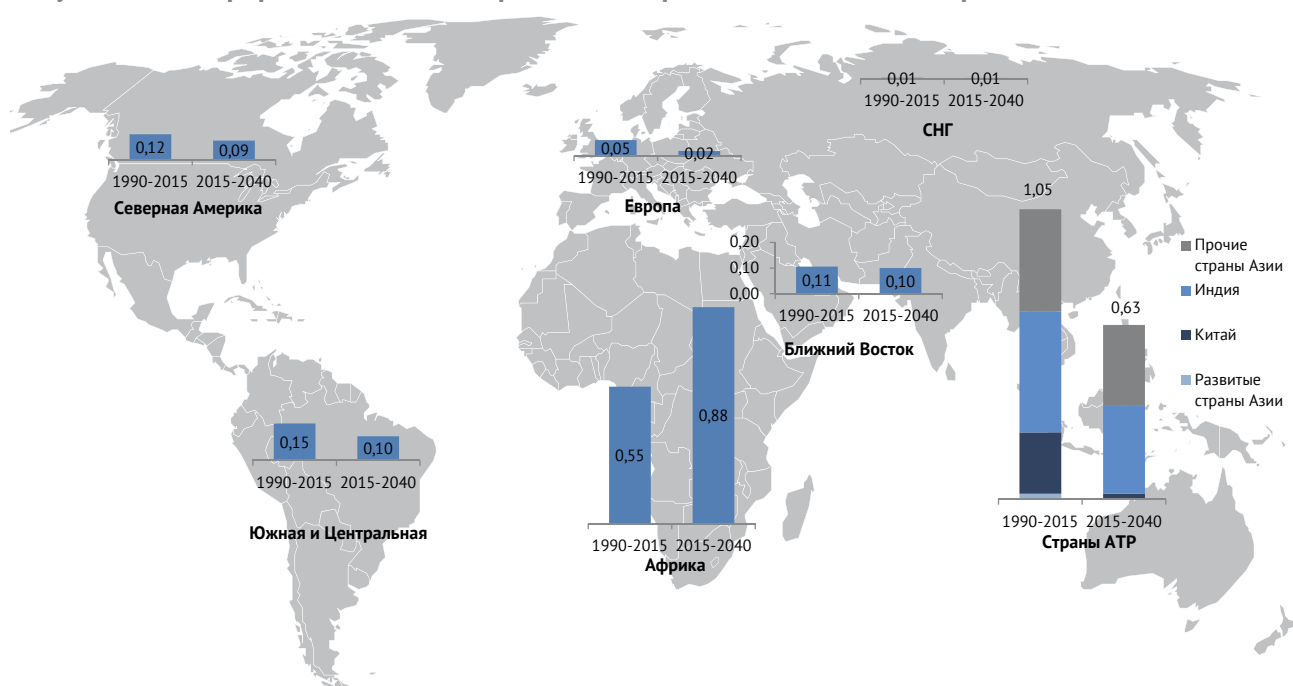
Рисунок 1.2 – Численность населения мира по регионам в 2015 и 2040 гг., млрд чел.



Источники: ООН World Population Prospects, редакция 2015 г., ИНЭИ РАН

Согласно ООН, в прогнозном периоде 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 и ожидаемое замедление темпов роста энергопотребления. При этом основной прирост населения будет сконцентрирован в наименее развитых странах планеты, обеспечение которых энергией по доступным ценам будет очень сложной задачей.

Рисунок 1.3 – Прирост населения по регионам мира с 1990 по 2040 г., млрд чел.

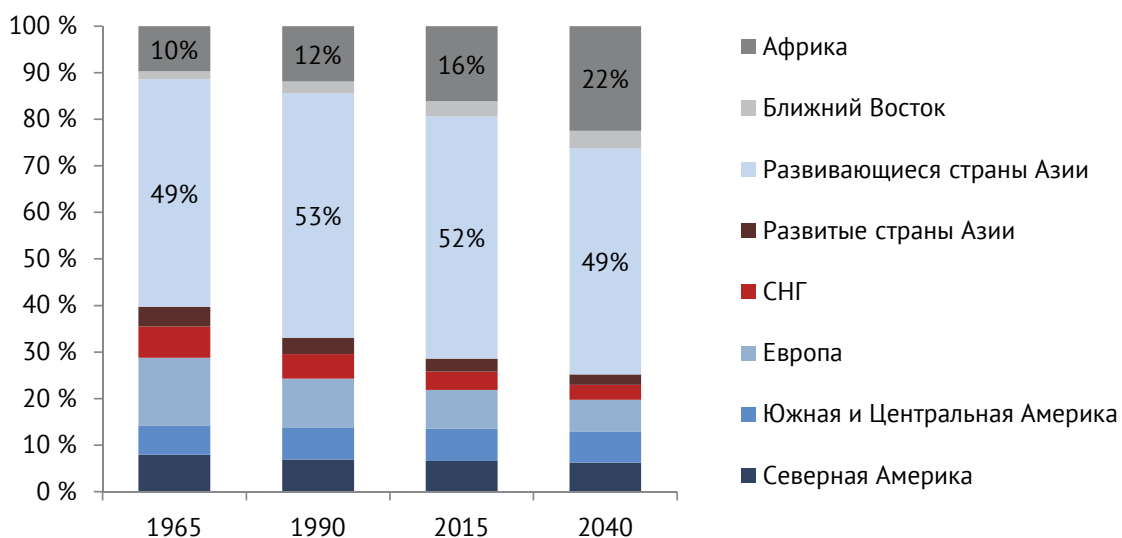


Источники: ООН World Population Prospects, редакция 2015 г., ИНЭИ РАН

Половину всего нового прироста обеспечат всего девять стран: Индия, Нигерия, Пакистан, Конго, Эфиопия, Танзания, США (где половина прироста будет идти за счет иммиграции), Индонезия и Уганда, причем в 2022 г. Индия станет мировым лидером с населением около 1,4 млрд чел., опередив Китай, где число жителей после 2030 г. начнет понемногу сокращаться.

Самые высокие темпы прироста населения будут в Африке, в результате чего ее доля в структуре мирового населения к 2040 г. вырастет с текущих 16 % до 22 % (Рисунок 1.4). В абсолютном выражении население африканского континента к концу прогнозного периода увеличится почти на 900 млн человек по сравнению с 2015 г., со средним возрастом до 25 лет, что может стать серьезным вызовом для устойчивого развития всего человечества.

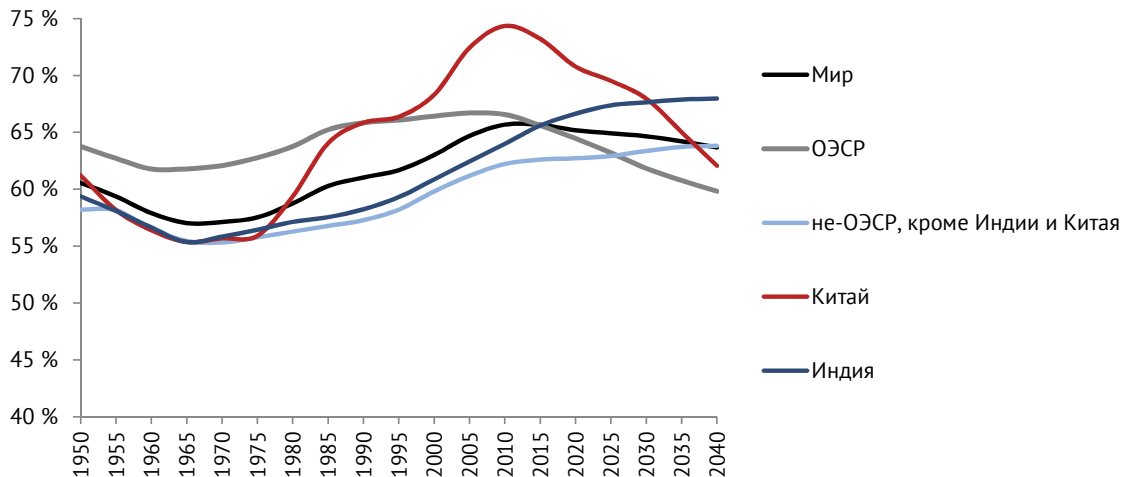
Рисунок 1.4 – Изменение структуры населения мира по регионам с 1965 по 2040 г.



Источники: ООН World Population Prospects, редакция 2015 г., ИНЭИ РАН

Главным фактором увеличения численности населения станет не рождаемость, а рост продолжительности жизни, при этом численность молодежи в возрасте до 20 лет будет практически постоянна. Численность трудоспособного населения (15–64 года) в мире за прогнозный период вырастет на 21 %, в то время как численность населения в возрасте 65+ увеличится более чем в два раза. По мере роста ее доли в целом по миру, доля трудоспособного населения к 2040 г. сокращается до 64 % с максимального уровня 66 % в 2015 г. (Рисунок 1.5). Более быстрыми темпами доля трудоспособного населения сокращается в развитых странах и Китае, в то время как развивающиеся страны, включая Индию, сохраняют положительную динамику.

Рисунок 1.5 – Доля трудоспособного населения по основным регионам, %



Источник: ООН World Population Prospects, редакция 2015 г.

### Энергообеспечение растущего населения Африки

В перспективе Африка наращивает свой отрыв от остального мира по объемам прироста жителей, демонстрируя в 2015–2040 гг. наибольший рост доли в мировом населении (с 16 до 22 %) и абсолютной численности населения (с 1,2 до более чем 2 млрд чел.) и обеспечивая почти половину мирового прироста населения к 2040 г.

Понятно, что демографический бум при таких темпах роста и при таком изначально низком уровне жизни создает угрозу распространения бедности при росте требований общества. Наличие на континенте природных богатств во многих случаях не способствует повышению уровня жизни и снижению энергетической бедности граждан, а порождает борьбу местных элит и иностранцев за доступ к этим ресурсам и получаемым доходам при пренебрежении к интересам масс населения.

Экономический рост в Африке ожидается в пределах 2,5–4 % в год по различным сценариям. Страны Африки достаточно разнородны в части экономических, демографических, социальных, религиозных и энергетических особенностей. Наиболее неопределенные перспективы развития государств – южнее Северной Африки и севернее ЮАР.

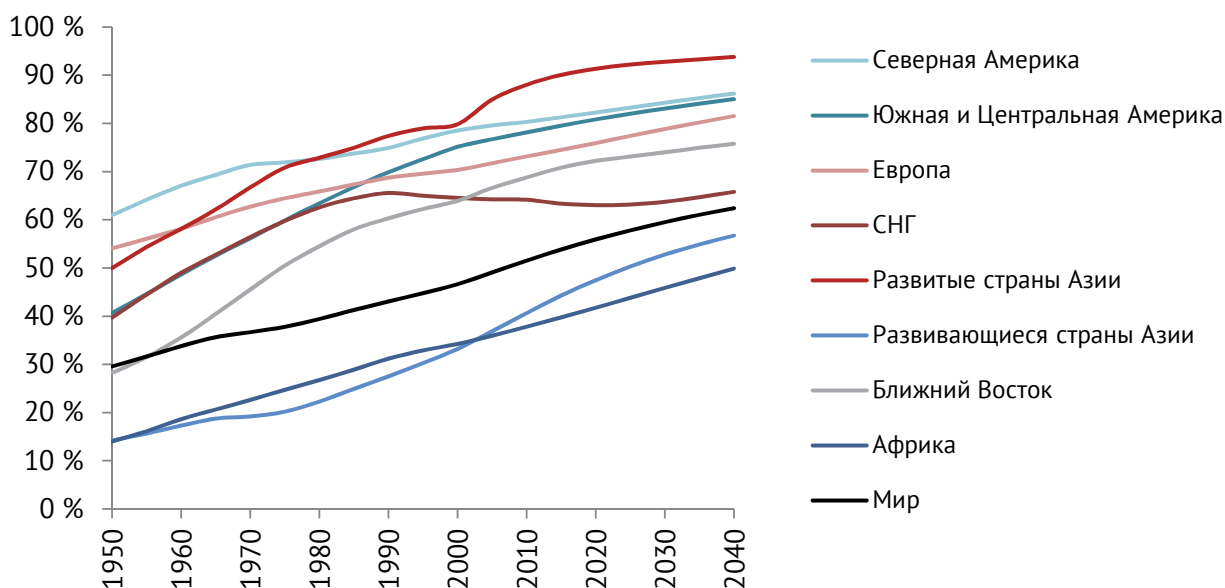
Дальнейшее устойчивое развитие Африки невозможно без повышения уровня жизни людей, развития промышленности и других отраслей экономики. Частично задачу локального обеспечения энергоресурсами при наличии стабильно функционирующих государственных механизмов поддержки могут решить возобновляемые источники энергии, но для обеспечения потребностей общественной сферы, промышленности и транспорта в значительных объемах потребуются и традиционные топлива. Необходимым условием развития энергетического сектора является наличие платежеспособного спроса, финансовых ресурсов, кадров, технологий, а главное – политической устойчивости, во многом определяющей инвестиционный климат. Для обеспечения этих условий необходимо решить целый ряд проблем: требуется формирование устойчивого управления в условиях внутренних противоречий, снижение насилия, решение межнациональных, межконфессиональных и племенных конфликтов; распределение ограниченных доходов, выстраивание отношений с внешними партнерами, включая инвесторов. Огромные ресурсы потребуются и на создание транспортной и энергетической инфраструктуры, которые позволят хотя бы частично обеспечить потребности 2 млрд человек.

От способности африканских стран построить устойчивые внутренние государственные системы будет зависеть и другая чрезвычайно важная проблема: угроза массового движения части африканского населения в эмиграцию на север. Нестабильность в Африке и потоки мигрантов способны привести к широкомасштабной гуманитарной катастрофе. Пока нет очевидного решения и почти нет разработок международных организаций по критическому вопросу: чем будет занято 2 млрд населения Африки в 2040 г. и что будет, если миграция возрастет с нескольких сот тысяч до миллионов в год, а также как будет обеспечено энергообеспечение почти одной пятой населения мира.



Неуклонно идущий в мире процесс урбанизации (к 2040 г. в городах будет проживать 62 % населения против 54 % в настоящий момент) оказывается весьма значимым фактором для оценки энергопотребления, хотя его уровень по-прежнему будет заметно различаться по регионам мира (Рисунок 1.6). Модели энергопотребления, свойственные жителям городов, начинают все более существенно отличаться от моделей потребления энергии в сельской местности. Компактное проживание людей в городах, развитие общественного городского транспорта, организация эффективного использования отходов в качестве возобновляемого источника энергии, внедрение современных технологий энергосбережения и энергоэффективности, а главное – последние эксперименты по управлению спросом с использованием средств искусственного интеллекта и проекты Smart Cities становятся значимыми драйверами торможения и даже снижения потребления энергии на душу городского населения по сравнению с населением в целом. Пока это актуально в основном для развитых стран, однако на рассматриваемом прогнозном горизонте, как мы предполагаем, это станет уже глобальным фактором, сдерживающим рост спроса на энергию.

Рисунок 1.6 – Динамика доли городского населения по основным регионам мира



Источник: ООН World Population Prospects, редакция 2015 г.

## ВВП мира и регионов

Вопреки ожиданиям, вслед за рецессией 2008–2009 гг. не пришло восстановление былых темпов роста периода 1990–2008 гг., когда почти не было стран и регионов в состоянии экономического кризиса, за исключением СССР и Восточной Европы. Более того, весьма умеренные темпы мирового экономического роста сейчас сопровождаются резким увеличением разброса текущей динамики по странам и торможением прежних лидеров (замедление Китая, экономический кризис в Бразилии, России и ЮАР).

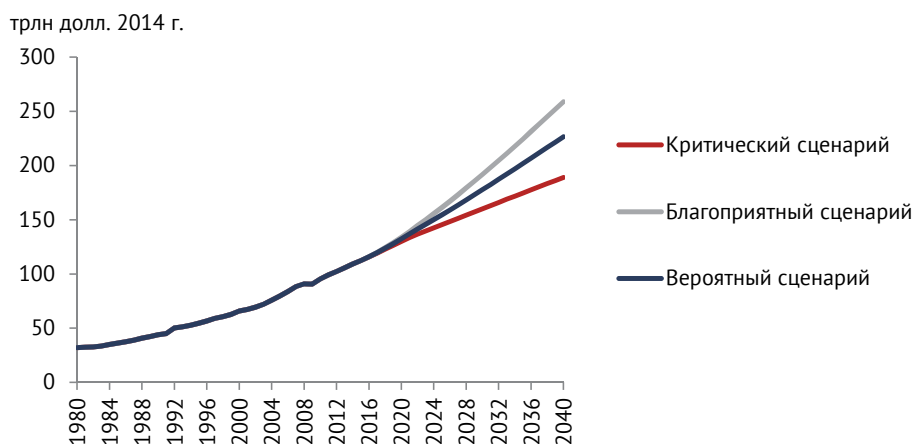
Другим важным изменением стали сравнявшиеся в 2010 г. объемы ВВП (по ППС) развитых и развивающихся стран, что создало новую ситуацию «двойственности мира»: в развитых странах ощутимы колебания делового цикла при низких демографических показателях, а в развивающихся странах продолжается рост населения и рост выпуска продукции, а также усиливается конкуренция с Китаем по товарам с высокими трудовыми издержками. Сдвиги мирового производства в Азию, а также некоторая регионализация в самой Азии стали общим местом всех долгосрочных экономических прогнозов. К этой же группе относится новое явление фундаментального значения — потеря мировой торговлей своей опережающей роли относительно ВВП в сочетании со сдвигами в ее географической и товарной структуре.

На следующую четверть века мы видим пять серьезных проблем социально-экономического развития мира. Это не означает, что остальные проблемы легкие или малозначимые, но данные пять представляют собой потенциальный риск с точки зрения темпов роста:

- траектория развития и новая модель роста Китая (критически важно, чтобы его замедление не переросло в застой);
- политическая и экономическая устойчивость Ближнего Востока (хотя мы полагаем, что больших потрясений и выхода конфликтов из-под контроля в этом регионе удастся избежать, но демографический взрыв продолжается, потоки средств от нефтегазового экспорта снижаются, а реформы откладываются);
- устойчивость и развитие в Европейском союзе, рост в котором замедлился с 1975 г., потом с 2004 г. и сейчас идет поразительно медленно для региона с такой внутренней неравномерностью;
- успех трансформации экономик Восточной Европы и Азии;
- будущее развитие Африки в условиях демографического взрыва (торможение развития в этом регионе при быстром росте населения может разбалансировать рост, повысить риски и затормозить капиталовложения, а также усилить миграцию в Европу).

Различные варианты решения этих проблем мы объединяем в три траектории мирового макроэкономического развития, соответствующие трем нашим сценариям (Рисунок 1.7, Таблица 1.3). Мы разделяем подход большинства прогнозистов к временному рисунку будущего мирового роста, предполагающий определенное замедление роста в 2030-х гг. по сравнению с 2010–2020 и 2020–2030 гг., поскольку ожидаем существенного замедления роста в Китае (при падении численности населения после 2030 г. и более быстром росте ВВП на душу населения) и постепенного замедления в Индии. При этом мы полагаем, что экономический рост будет носить характер «циклов роста» — колебаний темпов роста, в пессимистическом варианте мы допускаем даже возможность временной остановки роста (как в 2009 г., до 0–0,5 % мирового ВВП).

Рисунок 1.7 – Динамика мирового ВВП для трех сценариев



Источники: ИНЭИ РАН, Аналитический Центр при Правительстве РФ

Таблица 1.3 – Динамика ВВП по регионам и крупнейшим странам мира по сценариям в 2015-2040 гг.

	ВВП (ППС), трлн долл. 2014 г.								Темпы роста ВВП, %		
	2015	Вероятный сценарий					Критич. сценарий	Благопр. сценарий	Критич. сценарий	Вероятн. сценарий	Благопр. сценарий
		2020	2025	2030	2035	2040	2040	2040	2015-2040	2015-2040	2015-2040
<b>Северная Америка</b>	21,7	24,5	27,3	30,3	33,4	36,5	32,2	39,4	1,6	2,1	2,4
США	17,9	20,2	22,6	25,1	27,7	30,5	26,8	33,0	1,6	2,2	2,5
<b>Южная и Центральная Америка</b>	7,2	7,6	8,6	9,6	10,6	11,6	10,1	12,6	1,4	1,9	2,3
Бразилия	3,2	3,2	3,5	3,8	4,1	4,4	4,0	4,7	0,9	1,3	1,6
<b>Европа</b>	21,7	23,8	25,8	27,6	29,4	30,9	28,4	32,6	1,1	1,4	1,6
ЕС-28	19,0	20,8	22,3	23,8	25,2	26,4	24,4	27,7	1,0	1,3	1,5
<b>СНГ</b>	5,2	5,6	6,4	7,2	8,1	9,1	7,8	10,8	1,6	2,3	3,0
Россия	3,7	3,9	4,4	4,9	5,5	6,2	5,3	7,6	1,5	2,1	3,0
<b>Развитые страны Азии</b>	7,9	8,5	9,0	9,6	10,0	10,4	9,7	10,9	0,8	1,1	1,3
Япония	4,8	4,9	5,0	5,1	5,2	5,3	5,2	5,4	0,3	0,4	0,5
<b>Развивающиеся страны Азии</b>	37,5	49,3	62,0	75,6	90,1	104,9	81,4	126,9	3,2	4,2	5,0
Китай	19,3	25,2	30,9	36,3	41,5	46,2	37,1	57,4	2,7	3,6	4,5
Индия	7,9	11,1	15,2	19,8	25,1	30,7	22,4	37,1	4,3	5,6	6,4
<b>Ближний Восток</b>	5,6	6,4	7,3	8,2	9,1	10,1	8,7	11,0	1,8	2,4	2,8
<b>Африка</b>	5,7	6,8	8,1	9,5	11,2	13,0	10,6	14,8	2,5	3,3	3,9
<b>Мир</b>	112,4	132,4	154,4	177,7	201,9	226,6	189,0	258,9	2,1	2,8	3,4
ОЭСР	50,9	56,3	61,7	67,0	72,2	77,3	69,8	82,2	1,3	1,7	1,9
не-ОЭСР	61,4	76,1	92,8	110,7	129,6	149,2	119,1	176,6	2,7	3,6	4,3

Источники: ИНЭИ РАН, Аналитический Центр при Правительстве РФ

Во всех вариантах развитые страны будут двигаться по пути наращивания доли услуг в ВВП, а среднеразвитые будут переходить в постиндустриальный тип развития (включая Китай в 2030-х – при этом скорость и успешность трансформации его экономической модели будет ключевой для всего мирового роста). Значительная часть Восточной Европы к 2040 г. приблизится по структуре экономики к развитым странам. Индия и многие страны Азии, Африки, Латинской Америки решат проблемы бедности и выйдут на средний уровень развития.

#### Изменение экономической модели Китая

Рост Китая в следующую четверть века представляет собой один из самых трудных для прогнозирования вопросов мирового развития, который во многом предопределяет различия между тремя сценариями глобального экономического роста. Это связано с масштабом проблем огромной страны, проходящей сложный путь трансформации. Достигнутые успехи усложняют задачи дальнейшего развития, хотя ресурсы для него созданы масштабные. Решение нескольких ключевых вопросов будет определять успех. Руководство Китая, безусловно, понимает их значение, но вряд ли кто-то может предположить сейчас с достаточной точностью то, как именно они будут решаться.

Первый шаг был сделан недавно, когда семьям разрешили иметь более одного ребенка. Однако пока не вполне очевидна реакция семей, привыкших до известной степени к относительно низким расходам на детей. В любом случае Китай сталкивается не столько с проблемой сокращения рабочей силы, сколько с ее удорожанием, что подрывает конкурентоспособность трудоемких товаров на экспортных рынках. Формирование среднего класса в масштабах Китая ведет к росту внутреннего потребления. Как часть стратегии сокращения неравенства это прогрессивная тенденция, которая, однако, снижает темпы роста. В долгосрочном плане возможно снижение темпов прироста (в 2030-х гг.) ниже 3 %, что тем не менее будет сохранять темпы прироста душевого ВВП выше 4 %. По нашим предположениям, этого достаточно для социальной устойчивости при переходе в постиндустриальное общество.

В процессе трансформации социальной структуры стареющего населения потребуются радикальные изменения в структуре накопления: отход от интенсивного строительства дорог и объектов инфраструктуры, переход к менее ресурсоемкому развитию. Этот процесс уже приобрел определенную динамику. В 2016–2018 гг. норма накопления в стране уже опустится ниже 40 % ВВП, а доля личного потребления превысит этот исторический для Китая рубеж. Уже отмечается снижение приростов импорта энергоносителей, стабилизация эмиссии парниковых газов.

Острым вопросом развития остается неустойчивость финансовой сферы и огромные долги компаний и банков (которые ранее государство, по сути, брало на себя и списывало). Потрясения на Шанхайской бирже, девальвация юаня, который исторически считается серьезно недооцененным, отражают трудности макроэкономической и финансовой политики в стране.

Это еще не новая модель, но шаги к ней. Трудным будет снижение зависимости экономического роста от экспорта, который падает в 2015–2016 гг. Вывоз капитала, направленный на глобальное позиционирование и доступ к ресурсам, создает определенную геополитическую напряженность.

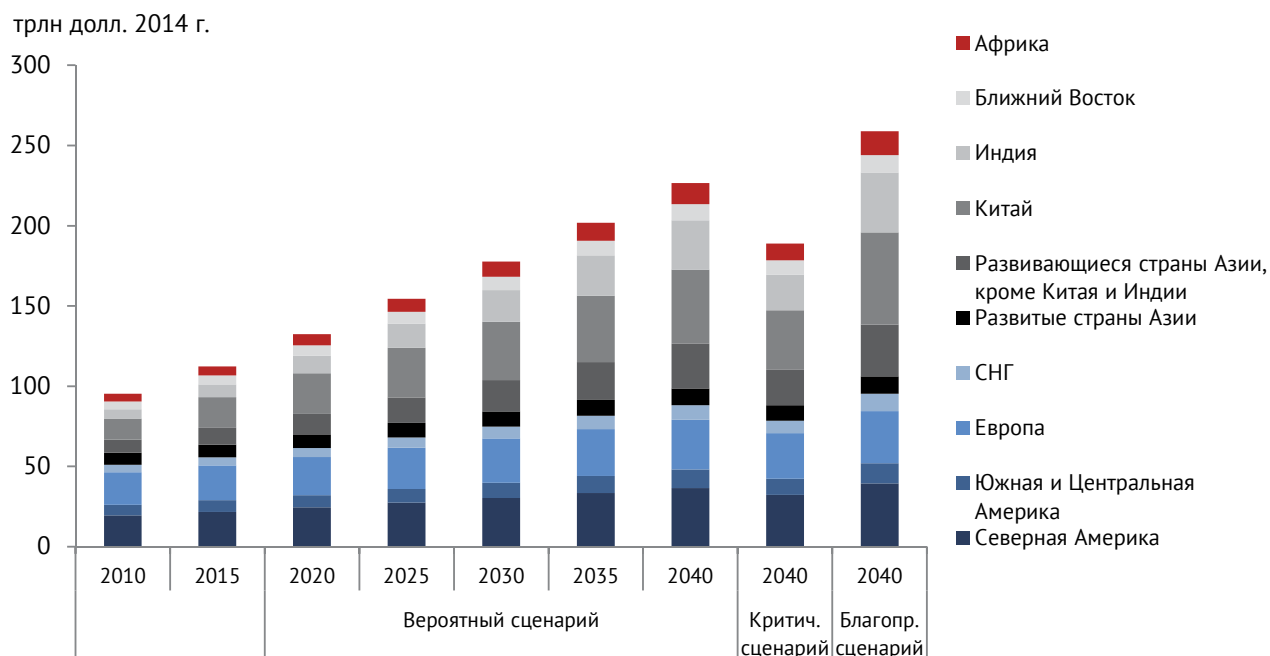
В процессе такого развития мы, как и большинство аналитиков, ожидаем постепенное сокращение нормы накопления в ВВП едва ли не во всех ведущих странах мира, хотя и при росте эффективности и производительности труда за счет распространения НТП. Улучшение жизни в постиндустриальном обществе возможно при относительно умеренных темпах роста при стабилизации мирового населения на уровне около 9,2 млрд человек к 2040 г.

Вероятный сценарий отражает сохранение глобальных проблем (замедление Китая, экономическая неустойчивость Ближнего Востока и Европейского союза, сложный процесс трансформации экономик Восточной Европы и Азии, а также проблемы роста в Африке), но без их усугубления. Мы, однако, не надеемся в этом сценарии на общее разоружение или даже на резкое снижение военных расходов, сохранение которых – серьезная дополнительная нагрузка на глобальный инвестиционный



бюджет. Поэтому, в отличие от многих аналогичных исследований, мы в качестве основного сценария принимаем достаточно сдержанные темпы годового роста мирового ВВП – 2,8 % (Рисунок 1.8) против 3,3–3,5 % в иных источниках.

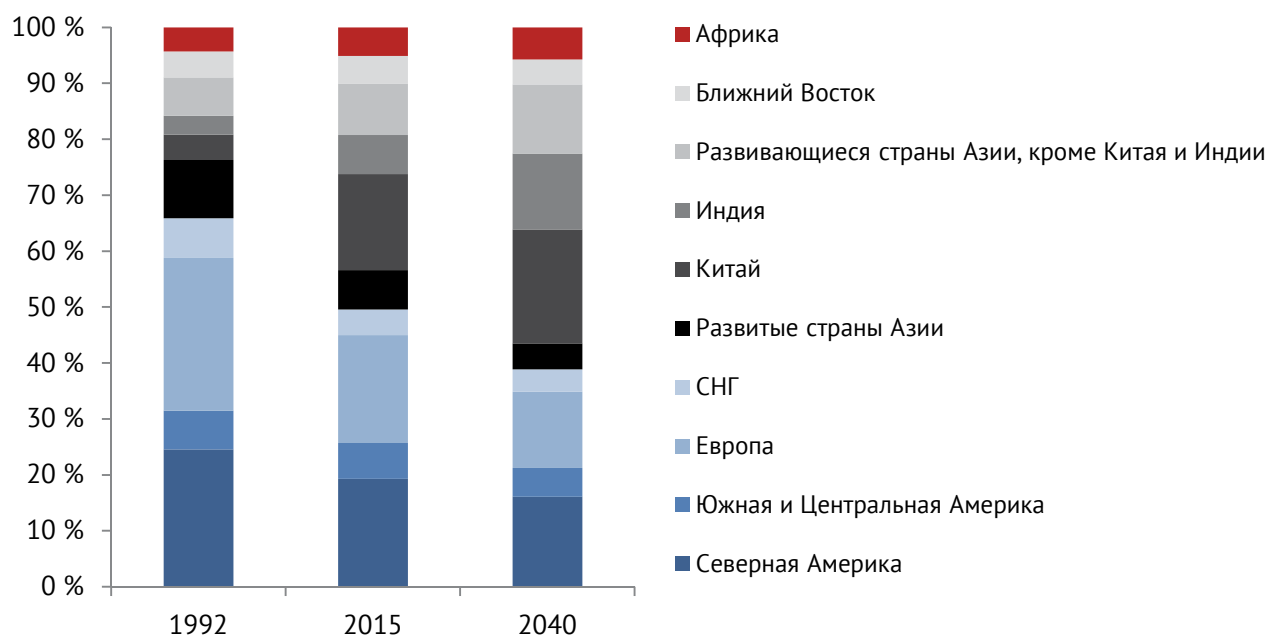
Рисунок 1.8 – Динамика мирового ВВП по регионам и крупнейшим странам для трех сценариев



Источники: ИНЭИ РАН, Аналитический Центр при Правительстве РФ

При этом в мировой экономике прогнозируются дальнейшие глубокие структурные сдвиги: Китай станет первой по размерам экономикой мира и к 2040 г. будет обеспечивать около 20 % мирового ВВП, в то время как США и остальные страны ОЭСР будут снижать свою долю в мировой экономике (Рисунок 1.9 и Таблица 1.4). Предполагается, что США и в перспективе сохранят некоторое преимущество в росте по сравнению с остальными развитыми странами (Япония и ЕС). Основной рост будет сконцентрирован в развивающихся странах Азии, наиболее высокие темпы будет показывать Индия, которая к 2040 г. достигнет 14 % от мирового ВВП. Это большая часть мира по населению, и в ней продолжится демографический рост, сохранятся проблемы бедности и социального неравенства.

**Рисунок 1.9 – Изменение структуры мирового ВВП по регионам и крупнейшим странам в Вероятном сценарии**



Источники: ИНЭИ РАН, Аналитический Центр при Правительстве РФ

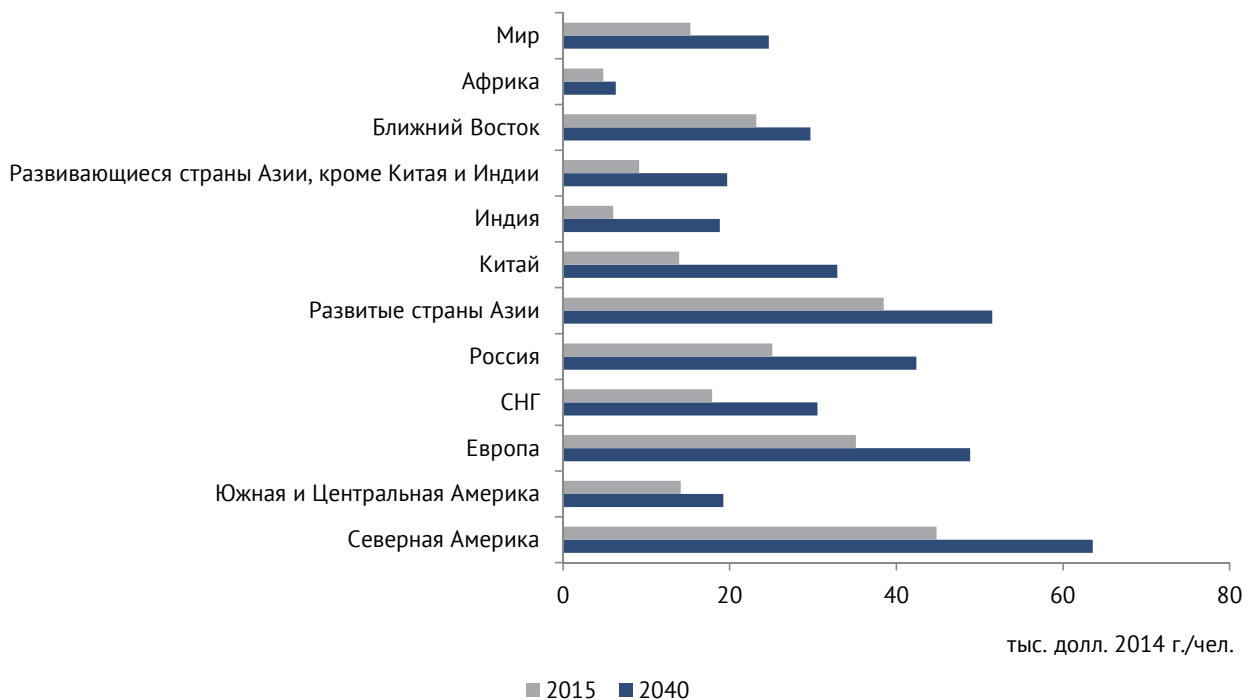
**Таблица 1.4 – Изменение доли стран в мировом ВВП, Вероятный сценарий**

Рейтинг по ВВП (ППС) на 2015 г.			Рейтинг по ВВП (ППС) на 2040 г.		
		Доля в мировом ВВП в 2015 г., %			Доля в мировом ВВП в 2040 г., %
1	Китай	17,1	1	Китай	20,4
2	ЕС-28	16,9	2	Индия	13,6
3	США	15,9	3	США	13,5
4	Индия	7,0	4	ЕС-28	11,7
5	Япония	4,3	5	Индонезия	3,6
6	Германия	3,4	6	Россия	2,7
7	Россия	3,3	7	Япония	2,3
8	Бразилия	2,8	8	Германия	2,2
9	Индонезия	2,5	9	Бразилия	1,9
10	Великобритания	2,4	10	Великобритания	1,7

Источники: ИНЭИ РАН, Аналитический Центр при Правительстве РФ

В среднем душевой ВВП в мире в этом сценарии будет расти на 1,9 % в год: с 15,3 тыс. долл. в 2015 г. до 24,7 тыс. долл. в 2040 г., при этом очень важны как региональные различия (Рисунок 1.10), так и распределение этого дохода.

Рисунок 1.10 – ВВП (ППС) на душу населения по регионам мира в 2015 и 2040 гг. в Вероятном сценарии



Источники: ИНЭИ РАН, Аналитический Центр при Правительстве РФ

Благоприятный сценарий роста мировой экономики предполагает успешное решение перечисленных глобальных проблем при отсутствии дополнительных рисков. В этом сценарии ни один из ключевых регионов мира не оказывается в длительной стагнации и не тормозит мировое развитие. Это подразумевает отсутствие потрясений и восстановление экономического роста в ЕС до 1,5 %, плавный переход Восточной Европы и Латинской Америки в постиндустриальную фазу развития на базе рыночной экономики, приближающейся постепенно к уровню и качественным характеристикам роста развитых стран. Стабильность цен на энергоносители поддержит рост не только ВВП, но и душевого ВВП в реальном выражении в странах Ближнего Востока и в других регионах, экспортирующих углеводороды. Китай в этом сценарии обеспечивает около 4,5 % роста ВВП на душу населения, продолжая политику сглаживания неравенства. Главное, ни Китай, ни Индия, ни Африка не входят в кризис трансформационного характера, а планомерно догоняют развитые страны. Все это в совокупности дает динамику мирового роста ВВП на уровне 3,4 % в год в период 2015–2040 гг. Это ниже, чем наиболее оптимистичные прогнозы большинства прогнозных агентств, которые находятся в пределах 3,5–3,7 %, поскольку данный сценарий предполагает наличие циклических спадов в мировой экономике.

Критический сценарий мирового экономического роста связан с затяжными спадами, обусловленными трудностями роста, — здесь не удастся найти приемлемых решений глобальных проблем роста, перечисленных в начале данного раздела. Данный сценарий предполагает сложности сразу в нескольких критически важных регионах мира и снижение среднегодовых темпов роста мировой экономики в период 2015–2040 гг. до

2,1 %. Финансовые и долговые проблемы, обострившиеся ранее, ограничивают маневренность экономической политики, что означает серьезные спады производства в развитых странах, в частности в ЕС. Миграционный кризис во многом связывает руки во внутренней политике и усиливает центробежные тенденции, повышает сложность координации усилий. Среди развивающихся стран Ближний Восток оказывается наиболее слабым звеном и вряд ли демонстрирует рост, достаточный для того, чтобы избежать социальных конфликтов на почве бедности (с вмешательством религиозных факторов). Замедление роста Китая (до 1,6 % в 2030-х) будет не слишком гладким, причем как в 2020-х, так и в 2030-х гг. будет сопровождаться социальными сложностями, поскольку снижение неравенства при замедлении роста будет затруднительно. В Индии по мере достижения определенных рубежей могут возникнуть распределительные конфликты, которые также будут тормозить быстрый рост.

Следует отметить, что используемый в данном исследовании 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 темпов роста ВВП, %

	Источник	Начало периода прогноза	Окончание периода прогноза		
			2030	2035	2040
Веса по ППС	Прогноз ИНЭИ-АЦ РФ-2016 (Вероятный сценарий)	2015	3,1	3,0	2,8
	Прогноз ИНЭИ-АЦ РФ-2016 (Благоприятный сценарий)	2015	3,6	3,5	3,4
	Прогноз ИНЭИ-АЦ РФ-2016 (Критический сценарий)	2015	2,4	2,2	2,1
	EIA (2016) <sup>3</sup>	2012	3,5	3,4	3,3
	IEA (2015) <sup>4</sup>	2013	3,8	-	3,1
	OPEC (2015) <sup>5</sup>	2014	3,6	-	3,5
	Oxford Economics (2015)	2014	3,2	3,2	3,1

Источники: ИНЭИ РАН, Аналитический Центр при Правительстве РФ

3 EIA International Energy Outlook 2016, стр. 166, посчитан CAGR

4 IEA World Energy Outlook 2015, стр. 37

5 OPEC World Oil Outlook 2015, стр. 7

## Геополитика

Во всех трех сценариях авторы исходили из отсутствия до 2040 г. глобальных политических и военных конфликтов и из предположения о наличии хотя бы минимально разумного уровня кооперации ведущих держав мира в решении глобальных проблем: целей ООН на 2030 г. (2015), сохранения климата, решения проблем продовольствия и воды.

Вероятный сценарий не исключает наличия локальных конфликтов, но все же предполагает, что они не выйдут за рамки нескольких стран и не оказывают серьезного влияния на политическую стабильность соответствующих регионов.

Благоприятный сценарий основан на предположении не только об отсутствии крупных конфликтов, но и о наличии активной кооперации между странами и регионами, снижении политических барьеров для иностранных инвестиций, международной торговли, трансграничного движения труда, капитала и технологий.

Критический сценарий, напротив, предполагает наличие целого ряда региональных конфликтов (в частности, усиливающаяся нестабильность на Ближнем Востоке), политику изоляционизма и наличие многочисленных барьеров для международного сотрудничества.

## Государственная энергетическая политика

В соответствии с подходами Мирового энергетического совета<sup>6</sup> в данном исследовании направления государственной энергетической политики объединены в три группы основных приоритетов, между реализацией которых правительство каждой страны старается найти приемлемый баланс:

- энергобезопасность (меры по обеспечению надежности импорта и снижению импортной зависимости, стимулированию энергоэффективности, диверсификации топливной корзины и поддержке новых источников энергии, преодолению энергетической бедности или, напротив, меры по отказу от источников энергии, которые рассматриваются как «небезопасные»);
- доступность энергии (создание необходимой инфраструктуры, доступные для потребителей цены);
- экология и устойчивое развитие (энергоэффективность, стимулирование сокращения вредных выбросов, переход к низкоуглеродной экономике, включая поддержку ВИЭ).

Вероятный сценарий предполагает ограниченный успех в выполнении уже заявленных государственных целей и планов по решению существующих проблем и сохранение существующих на данный момент приоритетов с некоторым усилением важности экологических соображений в Северной Америке, СНГ и развивающихся странах Азии (Рисунок 1.11).

Благоприятный сценарий тоже не обеспечивает решения всех проблем

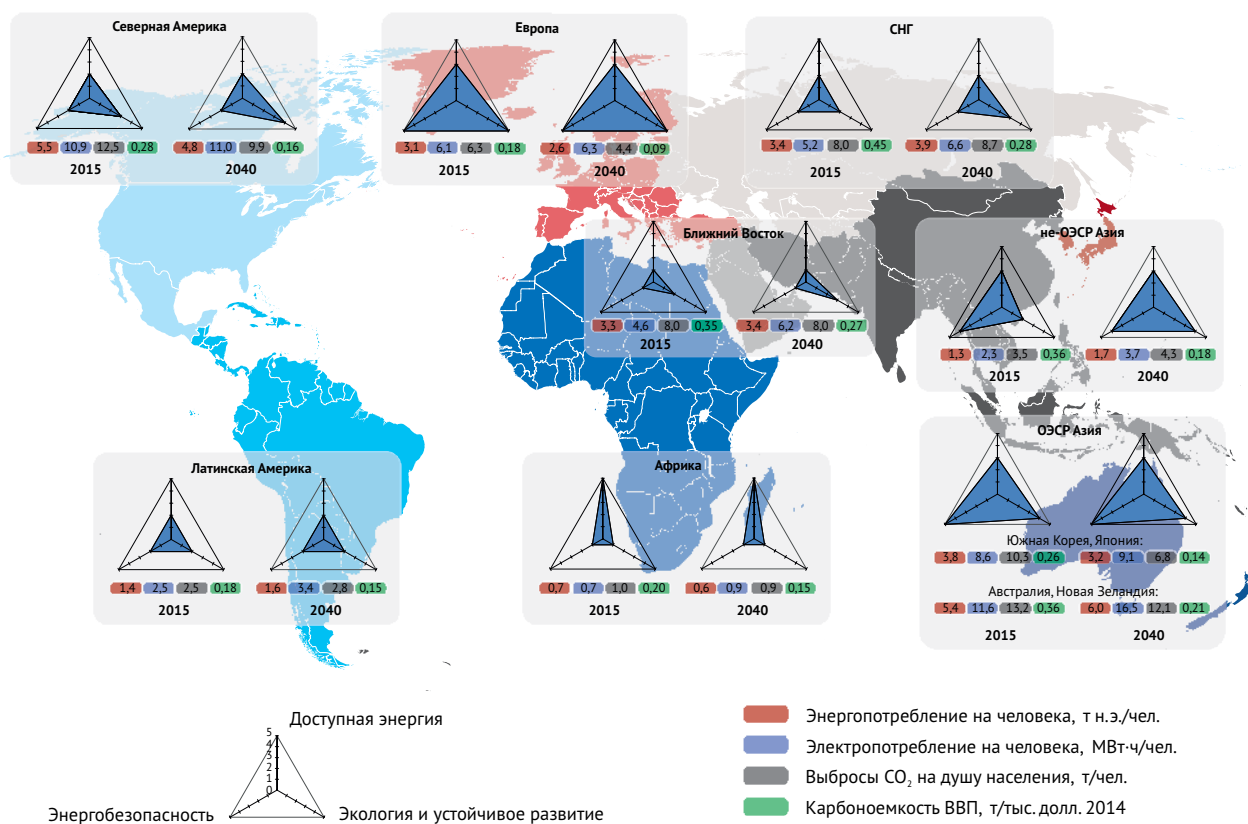
6 World Energy Trilemma 2016: Defining measures to accelerate the energy transition, World Energy Council, May 2016.



на уровне отдельных регионов, однако позволяет странам выполнить заявленные на текущий момент планы энергополитики. Страны готовы больше внимания (и средств) уделять экологии и устойчивому развитию – соответствующим образом пересматриваются и приоритеты их энергетической политики.

В Критическом сценарии не удастся осуществить большую часть из уже озвученных правительствами приоритетов энергетической политики – страны сконцентрированы на текущем выживании и предпочитают откладывать сложные решения, не тратя ресурсы на более долгосрочные цели. В этом сценарии происходит пересмотр приоритетов энергополитики в пользу доступности энергии.

Рисунок 1.11 – Изменение основных приоритетов государственной энергетической политики по регионам мира в 2015–2040 гг. в Вероятном сценарии



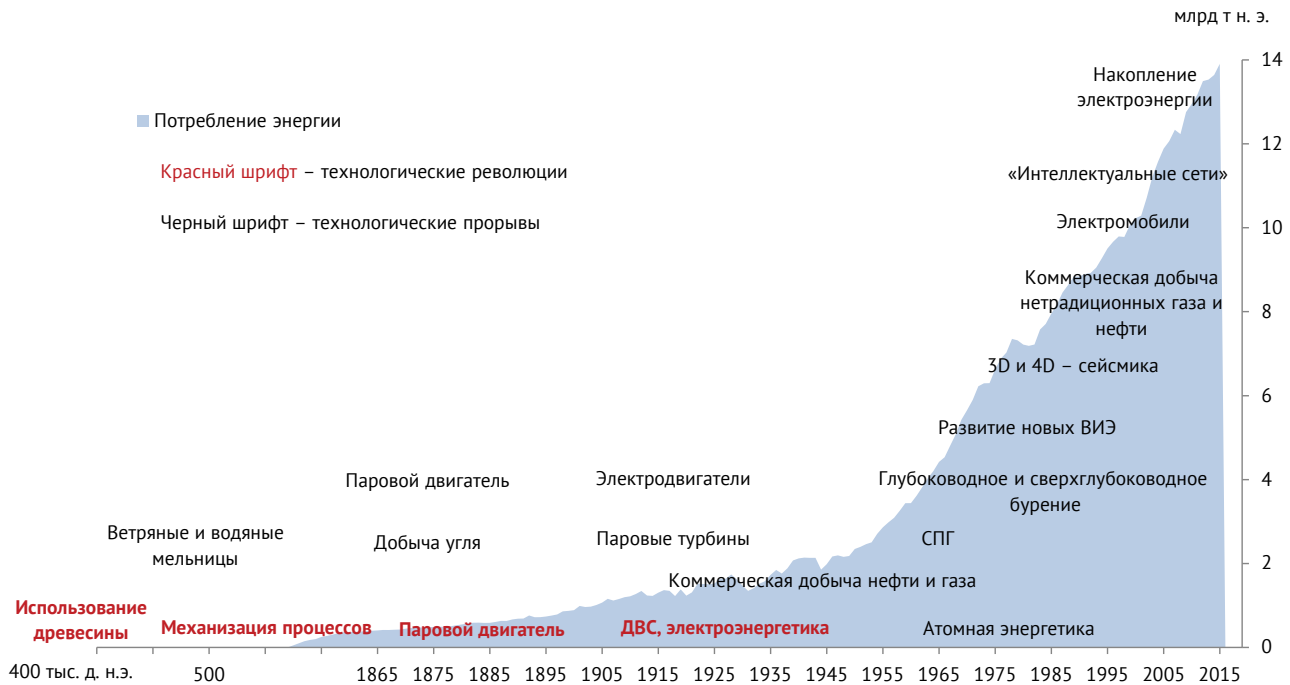
Источник: ИНЭИ РАН

## Технологии

До 2040 г. ни в одном из сценариев не ожидается технологических революций, однако при этом реальны новые крупные технологические прорывы на базе тех технологий, которые уже проходят апробацию в настоящее время

Роль энергетических инноваций является определяющей в развитии не только мировой энергетики, но и в значительной степени всей цивилизации. В данном исследовании до 2040 г. ни в одном сценарии, ни в одной крупной группе технологий потребления или производства энергии не ожидается существенных технологических революций<sup>7</sup>, сравнимых с изобретением двигателя внутреннего сгорания или освоением электрической энергии (Рисунок 1.12) – например таких как освоение дешевого термоядерного синтеза. Однако при этом реальны новые крупные технологические прорывы<sup>8</sup> на базе тех технологий, которые уже проходят апробацию в настоящее время. Они уже проявляются в освоении нетрадиционных ресурсов нефти и газа, которое обеспечило расширение ресурсной базы и повышение эффективности их добычи, приведшее к кардинальным изменениям конъюнктуры топливных рынков.

Рисунок 1.12 – История технологических революций и прорывов



Источник: ИНЭИ РАН

Пока еще менее заметны, но потенциально еще более значимы новые технологии в электроэнергетике: накопление электроэнергии на базе аккумуляторных батарей, системы интеллектуального учета и «умные» сети (подробнее см. Раздел 2, подраздел «Электроэнергетика»). Они не только заметно улучшают режимы использования возобновляемых энергоресурсов, но и могут в перспективе дать импульс дальнейшему развитию децентрализованной энергетики и массовому применению

- 7 Технологическая революция означает реализацию по меньшей мере трех составляющих:
- комплекс новых технологий, во-первых, позволяет осваивать новый, обычно более концентрированный вид первичной энергии с кратным расширением ресурсной базы энергетики;
  - выдает конечную энергию гораздо более высокой ценности, радикально улучшая производство и быт с резким повышением эффективности труда;
  - порождает новые энергетические и сопряженные рынки.
- 8 Технологические прорывы обеспечивают существенное расширение экономически привлекательной ресурсной базы или повышение КПД используемых технологий и ведут к кардинальным изменениям конъюнктуры рынков уже существующих энергоносителей. Они, очевидно, имеют намного меньшие последствия, чем технологические революции.

электроэнергии в мобильной энергетике. В результате существенно сдвигаются границы централизованного и децентрализованного энергоснабжения. Этот технологический прорыв обеспечит расширение ресурсной базы за счет коммерчески эффективного развития ВИЭ и за счет повышения их КПД и может в перспективе радикально изменить не только конъюнктуру рынков электроэнергии, но и сами принципы работы электроэнергетических систем.

При этом мы исходим из предположения о том, что технологии в энергетике развиваются в соответствии с глобальными запросами, предъявляемыми обществом ко всей системе энергоснабжения. Помимо запроса на энергообеспечение как таковое, это следующие требования (Рисунок 1.13):

- доступность энергии в достаточных объемах и по приемлемым ценам,
- безопасность энергоснабжения,
- экологичность – требование по минимизации антропогенного воздействия энергосистем на окружающую среду.

Рисунок 1.13 – Карта развития новых энергетических технологий в соответствии с требованиями, предъявляемыми к ним обществом

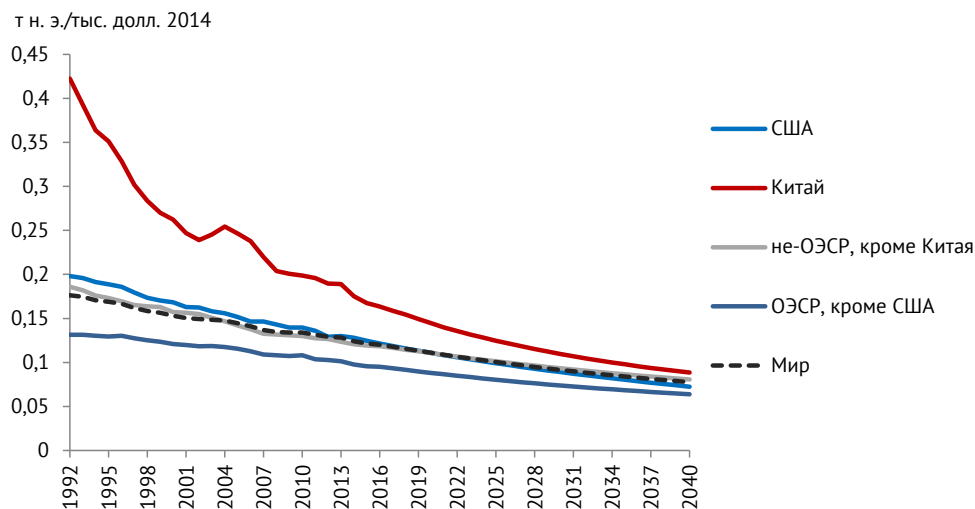
Требования, предъявляемые потребителями к качеству энергоснабжения					
Доступность		Безопасность		Экологичность	
Ключевые направления развития технологий потребления энергии	Технологии повышения эффективности традиционной генерации: когенерация, повышение эффективности турбин и др.	Технологии альтернативных топлив: газомоторное топливо, электротранспорт, топливные элементы и др.	Технологии оптимизации энергопотребления: повышение энергетической эффективности промышленных установок, использование вторичных энергоносителей, теплоизоляция зданий и др.	Технологии повышения энергетической эффективности бытовых приборов: светодиодное освещение, системы интеллектуального управления электроприборами и др.	
	Технологии хранения и распределения электрической энергии: «умные» сети, накопители и др.	Технологии, направленные на повышение эффективности транспортных средств: снижение массы, модернизация ДВС и др.	Технологии энерго- и ресурсообеспечения новых промышленных производств: нефтегазохимии, производств металлов и сплавов, пластмасс, азотных удобрений, гелиевой промышленности и др.	Технологии «умного строительства»: активные и пассивные дома, ресурсно-эффективное градостроительство, интеллектуальные системы кондиционирования и отопления и др.	
	Технологии распределенной генерации: малые модульные АЭС, солнечные панели, ветряные генераторы и др. Электроэнергетика	Технологии новых видов транспорта: скоростные поезда, многоуровневый общественный транспорт и др. Интеллектуальные технологии на транспорте: адаптивный круиз-контроль, системы управления потоками и др. Транспортный сектор	Технологии энергетической оптимизации: повышение эффективности промышленных установок, использование вторичных энергоносителей, теплоизоляция зданий и др. Промышленный сектор	Бытовой сектор	
Технологии производства и переработки ископаемых топлив: методы увеличения нефтегазоотдачи, «умные» месторождения, утилизация шахтного метана и др.		Технологии хранения, транспортировки и передачи энергии: технологии малотоннажного СПГ, присадки для нефтепроводов, развитие ПХГ и нефтехранилищ, «умные сети» и др.	Технологии производства энергии из неископаемых источников: солнечные, ветряные, геотермальные, гидростанции и др.	Технологии добычи и переработки нетрадиционных углеводородов: сланцевых плеев, метана угольных пластов, газовых гидратов, сверхтяжелых нефтей и др.	
<b>Технологии, обеспечивающие удовлетворение спроса на энергию</b>					

Источник: ИНЭИ РАН

Кроме того, помимо технологических прорывов, предполагается естественное постепенное удешевление всех новых технологий по мере их

внедрения, а также поддержание сложившихся трендов снижения энергоёмкости ВВП стран и регионов с тенденцией к их сближению к концу прогнозного периода (Рисунок 1.14).

**Рисунок 1.14 – Энергоёмкость ВВП по миру, отдельным странам и группам стран в Вероятном сценарии**

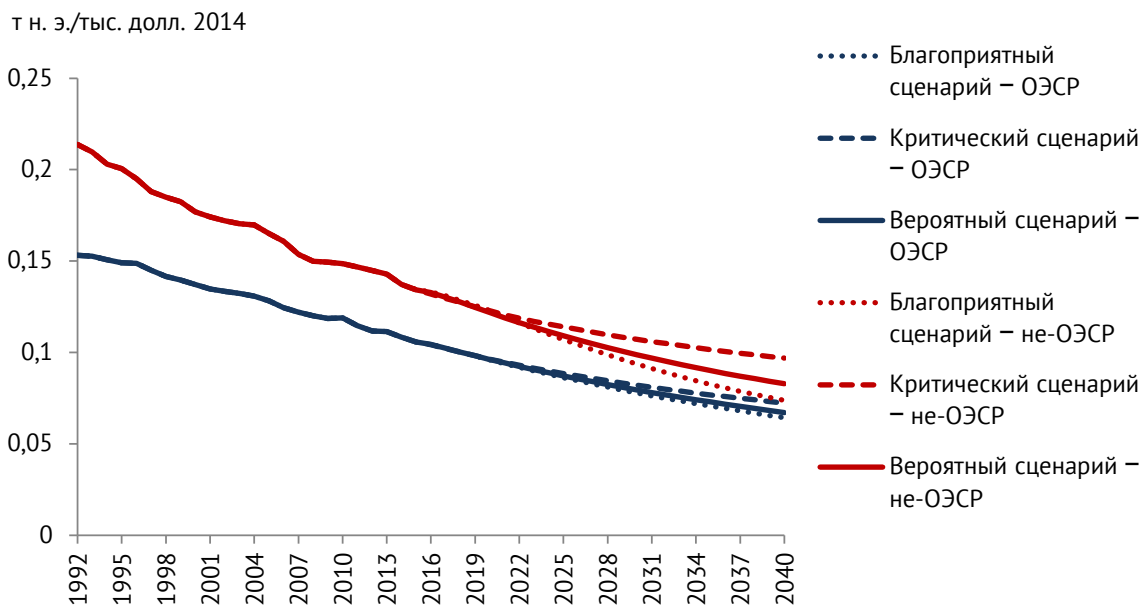


Источник: ИНЭИ РАН

В Благоприятном сценарии разрыв показателей энергоёмкости ВВП между странами ОЭСР и странами, не входящими в ОЭСР, существенно сокращается, а в Критическом разнице между ними остается практически на текущем уровне

Эти предпосылки одинаковы для всех сценариев. Различия между сценариями обусловлены скоростью внедрения и распространения технологий. В Вероятном сценарии предполагается лишь частичный трансфер технологий между развитыми и развивающимися странами. В Критическом сценарии передача технологий практически не происходит – новые технологии внедряют только страны ОЭСР и Китай. Зато Благоприятный сценарий с развитой международной кооперацией предполагает неограниченный трансфер технологий. Поэтому наибольшее различие энергоёмкостей ВВП между странами ОЭСР и странами, не входящими в ОЭСР, предполагается в Критическом сценарии, а в Благоприятном сценарии разрыв между ними существенно сокращается (Рисунок 1.15).

**Рисунок 1.15 – Энергоёмкость ВВП по группам стран по сценариям**



Источник: ИНЭИ РАН

## Климат

Энергетика является важнейшим источником эмиссии парниковых газов в мире, что, учитывая международные цели по борьбе с выбросами и изменением климата, ведет ко все большему воздействию экологических соображений не только на энергополитику государств, но и на инвестиционные планы компаний и предпочтения потребителей.

Первые шаги по организации глобальной системы управления климатом были предприняты в 1992 г. при подписании Рамочной конвенции ООН об изменении климата (РКИК ООН), которая положила начало проведению ежегодных конференций сторон. Позже в рамках РКИК ООН был принят ряд документов по глобальному управлению климатом, в том числе Киотский протокол, впервые определивший количественные обязательства стран по сокращению выбросов и предложивший международные экономические механизмы управления выбросами.

### Киотский протокол – первая попытка организовать рыночную систему декарбонизации мировой энергетики

Первая попытка разработки единой системы стимулирования декарбонизации мировой экономики была совершена в рамках рыночных механизмов Киотского протокола<sup>9</sup>, однако она не увенчалась успехом на глобальном уровне. Крупнейшая международная торговая площадка по торговле выбросами была создана на территории Европейского союза (EU ETS – кроме стран ЕС торговлю на ней ведет Норвегия, Исландия и Лихтенштейн). При этом отдельные межправительственные сделки по продаже квот в рамках Киотского протокола, например между Украиной и Японией, Японией и Россией, Канадой и Финляндией, заключались не на свободных торговых площадках, а в рамках двусторонних соглашений.

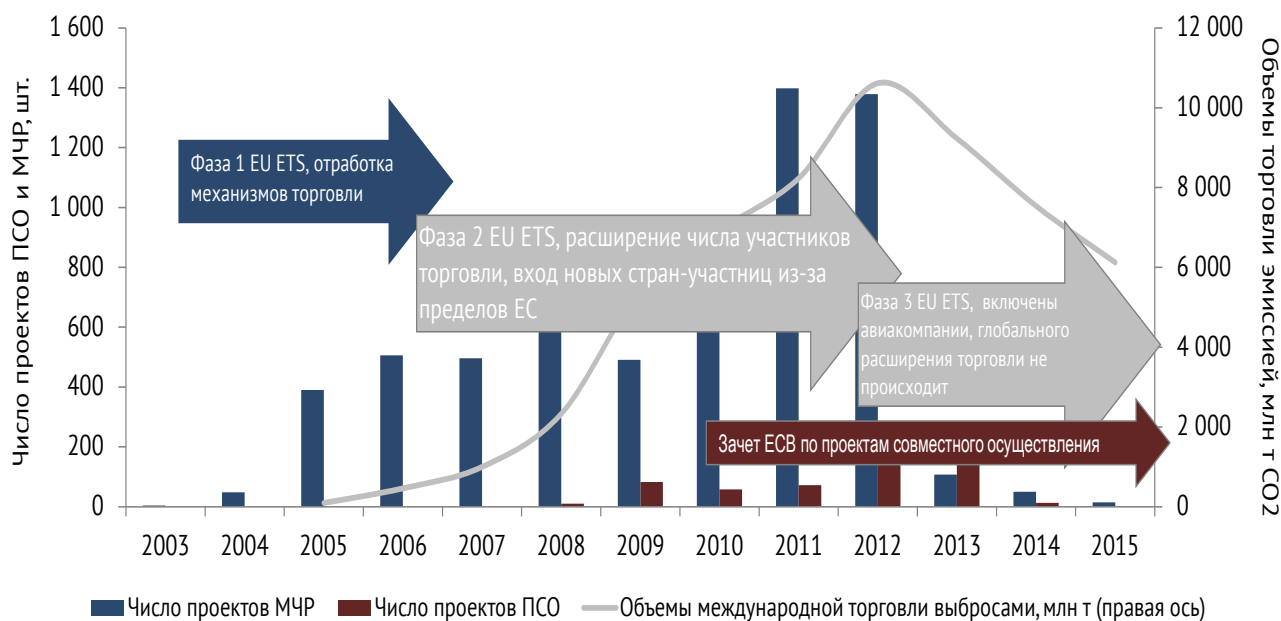
На начальном этапе своего развития европейская торговая площадка показывала цену CO<sub>2</sub> на уровне 20–25 евро (2005 г.). Но экономический кризис 2008–2009 г. привел к существенному спаду в европейской экономике и европейском энергопотреблении. За этим последовало сокращение эмиссии парниковых газов, и, соответственно, на рынке образовался избыток невостребованных квот, что в свою очередь привело к существенному снижению цен на них – до отметки ниже 5 евро за тонну. Подобная ситуация вынудила европейское правительство начать отзыв с рынка части квот (400 млн т в 2014 г., 300 млн т – в 2015 г. и еще 200 млн т к 2016 г.), тем самым искусственно сжимая объемы торговли CO<sub>2</sub>.

Дополнительный объем снижения мировой торговли выбросами (включая квоты, продаваемые на торговой площадке, и квоты, реализуемые по двусторонним соглашениям) был обеспечен выходом из механизмов Киотского протокола сначала Канады в 2011 г., а затем Японии и России к 2012 г. Низкие цены на рынке CO<sub>2</sub> в совокупности с избытком предложения квот дестимулировали спрос и на альтернативные механизмы зачета выбросов: проекты совместного осуществления (ПСО) и механизмы чистого развития (МЧР), экономическая рентабельность которых во многом достигалась именно благодаря сравнительно высоким ценам на CO<sub>2</sub>, перестали быть привлекательными (Рисунок 1.16). Разочаровывающие результаты Киотского протокола на глобальном уровне были во многом обусловлены и тем, что протокол не был ратифицирован двумя крупнейшими мировыми эмитентами выбросов – Китаем и США.

9 Здесь и далее «рыночные механизмы» (международные механизмы гибкости) – торговля квотами CO<sub>2</sub>, проекты совместного осуществления, механизмы чистого развития. Подробнее см., например: Кокорин А.О., Липка О.Н., Сулундзига Р.В. Изменение климата. Глоссарий терминов, используемых в разработке РКИК ООН. WWF России. М., 2015 г. 92 с.



Рисунок 1.16 – Основные этапы реализации международных механизмов гибкости Киотского протокола



Источник: United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), Carbon Pulse, Directorate-General for Climate Action

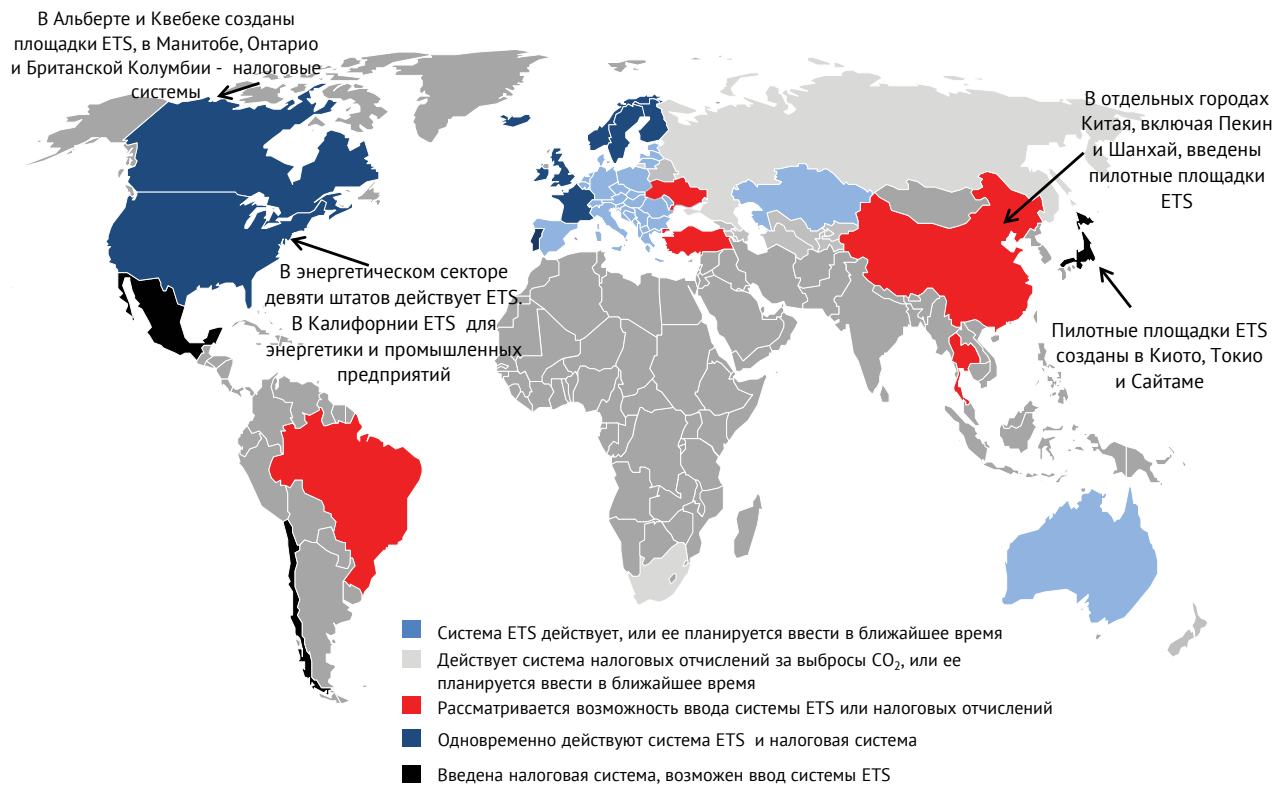
Различия исходных параметров стран, отражающих уровень индустриального развития, структуру и динамику выбросов, доступ к технологиям и финансовым ресурсам, определяют сложность формирования единых мировых подходов к снижению выбросов

По сути, Киотский протокол так и не смог сформировать глобальную мировую систему регулирования выбросов, но надежда на возврат к эффективному использованию рыночных механизмов остается. Многие страны мира по собственной инициативе уже ввели различные механизмы взимания платы за вредные выбросы, которые должны способствовать улучшению климатической ситуации (Рисунок 1.17), – всего о возможности принятия таких инструментов объявили около 100 государств<sup>10</sup>. Однако создание единой глобальной системы управления выбросами сталкивается с большими сложностями.

Международная кооперация в вопросе снижения эмиссии затрудняется тем, что возможности достижения экологических целей существенно дифференцированы по странам мира. Они зависят от структуры экономики, показателей энергоемкости и углеродоемкости, динамики выбросов, а также от наличия у государств реальных финансовых ресурсов для осуществления декарбонизации и от доступности необходимых технологий. В зависимости от исходных позиций страны считают «справедливыми» принципиально разные подходы к оценке вклада и, соответственно, необходимых обязательств по сокращению выбросов каждой из них. Продолжительные дискуссии относительно этих подходов в конце концов привели к заключению в 2015 г. компромиссного Парижского соглашения.

<sup>10</sup> State and trends of carbon pricing, World bank group, 2016.

**Рисунок 1.17 – Системы установления платы за вредные выбросы в различных странах мира**



Источники: составлено на основе данных ИНЭИ РАН, World Bank State and Trends of Carbon Pricing 2014

**Парижское соглашение — компромиссное решение, стимулирующее страны регулировать объемы выбросов на основе принципа доброй воли**

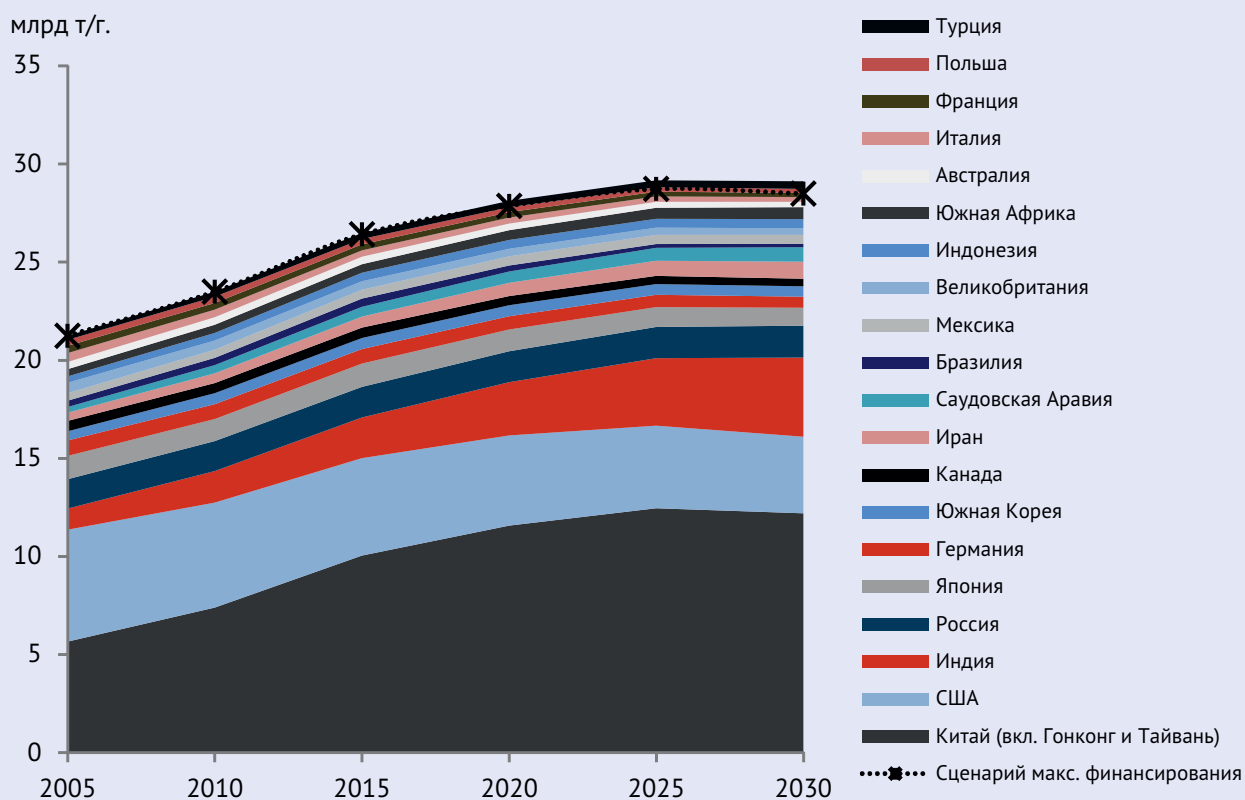
В период обсуждения и реализации Киотского протокола одним из основных препятствий для развития предлагаемых механизмов было нежелание отдельных стран принимать обязательства по абсолютным объемам выбросов из-за опасений сдерживающего влияния на собственные темпы экономического роста. Парижское соглашение сформировало отличную от Киотской доктрину глобального управления выбросами через подход «снизу вверх», когда вклад в снижение выбросов парниковых газов вносят все страны, исходя из принципа общей, но дифференцированной ответственности, то есть исходя из своих возможностей, определяемых каждой страной самостоятельно. Этот компромисс базируется преимущественно на доброй воле участников и не стимулирует страны сокращать выбросы быстрее, чем они сами этого захотят, и даже невыполнение национальных планов ничем не грозит странам, подписавшим соглашение.

Однако уже в перспективе до 2030 г. ожидается, что большая часть ключевых экономик мира и G20 в целом пройдут пик выбросов CO<sub>2</sub> (Рисунок 1.18). В этих условиях для все большего числа стран становятся приемлемыми комплексные, единые механизмы по стабилизации и сокращению объемов выбросов.

Во многом успех борьбы с выбросами в странах с ограниченными возможностями привлечения собственного финансирования на эти цели (а это большинство стран не-ОЭСР) будет зависеть от внешней финансовой помощи. В связи с этим Парижское соглашение вводит понятие «климатического финансирования» — финансового обязательства по предоставлению средств в размере 100 млрд долл. в год на декарбонизацию экономик развивающихся стран некоторыми странами ОЭСР. При этом важно отметить, что в тексте соглашения отсутствует описание конкретных механизмов предоставления этой помощи, источников финансирования и направлений его осуществления. Отметим, что цель в 100 млрд долл. в год к 2025 г. весьма амбициозна, она фактически означает увеличение текущих расходов стран ОЭСР на климатические цели на 40–50 %. Так, в рамках подготовки к саммиту в Париже секретариат ОЭСР оценил текущий уровень климатического финансирования, предоставляемого со стороны развитых стран развивающимся, в 52,2 млрд долл. в 2013 г. и в 61,87 млрд долл. в 2014 г.<sup>11</sup>

11 OECD (2015), “Climate finance in 2013-14 and the USD 100 billion goal”, a report by the Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD) in collaboration with Climate Policy Initiative (CPI).

Рисунок 1.18 – Прогноз выбросов CO<sub>2</sub> по национальным планам крупнейших 20 производителей эмиссии CO<sub>2</sub>, представленным к Парижскому саммиту



Источник: ИНЭИ РАН на основе целевых планов стран (INDC), представленных к Парижскому саммиту

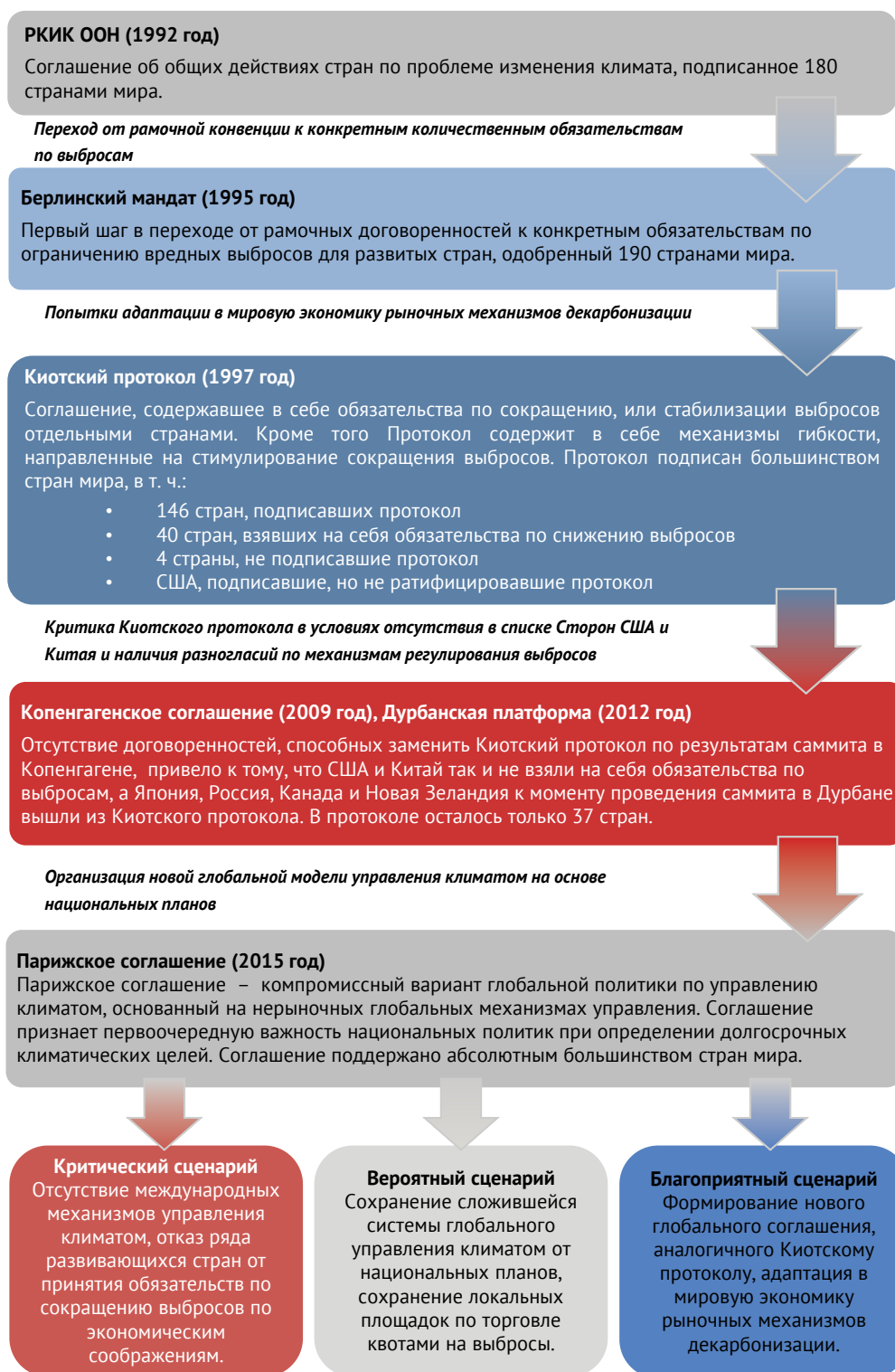
Распределение финансовых обязательств может стать предметом серьезных противоречий и существенно затормозить реализацию климатических договоренностей. Уже на этапе подачи национальных планов к саммиту в Париже многие развивающиеся страны (порядка 50, включая таких крупных производителей эмиссии, как Иран, Индия, Аргентина, Индонезия, Мексика и Турция) упомянули, что их планы по снижению выбросов могут существенно отличаться в зависимости от того, получают они климатическое финансирование или нет.

Невзирая на свою ограниченность, Парижское соглашение, которое потребует значительных расходов на митигацию (предотвращение последствий выбросов) и растущих расходов на адаптацию (приспособление к последствиям изменения климата), может иметь значительное влияние на энергетику мира, особенно в долгосрочной перспективе.

Важно отметить, что Парижское соглашение не отменяет рыночные инструменты Киотского протокола (в первую очередь – системы торговли эмиссией). Они по-прежнему получают широкую поддержку на международном и национальном уровне, а значит, миру по-прежнему необходимо определиться в будущих способах осуществления глобальной климатической политики и роли рыночных и нерыночных механизмов. Причем выбор того или иного пути развития во многом будет зависеть от сценария развития мировой экономики и интересов крупнейших игроков, а сами эти варианты не являются взаимоисключающими и вполне могут дополнять друг друга. Неопределенности в части будущего развития международной системы управления климатом, ее финансирования, мотивированности и возможности стран не-ОЭСР осуществлять декарбонизацию экономик формируют три ключевые траектории, соответствующие трем сценариям данного исследования:

1. В Вероятном сценарии наиболее реалистичным представляется сохранение текущего «компромиссного» варианта ведения международной климатической политики – в этом случае климатическую картину мира будут определять национальные планы по снижению выбросов, а также нерыночные методы международной кооперации, в частности прямое финансирование, предоставляемое на борьбу с выбросами развитыми странами уязвимым странам в размере 100 млрд долл. в год. Формирование глобальной системы торговли выбросами и единой мировой цены на CO<sub>2</sub> в прогнозируемом периоде не ожидается, но при этом активно развиваются различные региональные и национальные системы торговли квотами (цены на CO<sub>2</sub> в Европе достигают к 2040 г. 35 долл. 2014/т, а в Азии на отдельных площадках – 25 долл. 2014/т).
2. В Благоприятном сценарии после 2025 г. прогнозируется распространение рыночных (киотских или аналогичных) механизмов декарбонизации экономики и энергетики на все страны ОЭСР, а также на Китай и Бразилию и некоторые другие государства, образуется система международной торговли CO<sub>2</sub>, а увеличение цен на выбросы (до 45 долл. 2014/т CO<sub>2</sub>) частично стимулирует снижение углеродоемкости мировой энергетики.
3. Критический сценарий предполагает отсутствие у большинства стран (на фоне собственного низкого ВВП) средств для осуществления климатического финансирования и, как следствие, более высокий (и возрастающий) уровень углеродоемкости большинства стран в сравнении с другими сценариями (Рисунок 1.19).

Рисунок 1.19 – Эволюция механизмов международной системы управления выбросами



\* – цветографическая схема показывает движение от рамочных конвенций общего характера (серый цвет) к международным рыночным механизмам управления климатом (синий цвет), а затем к отказу от них на глобальном уровне (красный цвет).

Источник: ИНЭИ РАН





## Раздел 2 СЦЕНАРНЫЙ ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МИРА

## РАЗДЕЛ 2. СЦЕНАРНЫЙ ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МИРА

В данном разделе представлены результаты прогнозных расчетов, выполненных по трем сценариям на модельном комплексе ИНЭИ РАН SCANER<sup>1</sup> на базе сценарных предпосылок, описанных в Разделе 1.

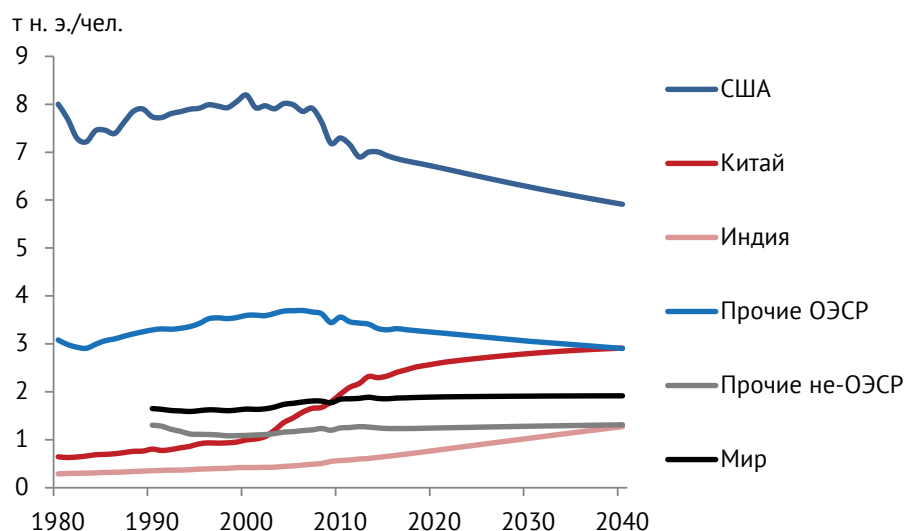
Стоит отметить, что для стран ОЭСР во многих случаях значения Благоприятного и Вероятного сценариев практически совпадают (т.к. разница в ВВП между ними невелика, а трансфер технологий между этими странами происходит в любом случае).

### Душевое энергопотребление и энергоемкость ВВП

В Благоприятном сценарии разрыв показателей энергоемкости ВВП между странами ОЭСР и странами, не входящими в ОЭСР, существенно сокращается, а в Критическом разнице между ними остается практически на текущем уровне

Анализ длинных статистических рядов демонстрирует, что большинство стран проходит этапы быстрого роста численности населения, вслед за которым наступает этап опережающего роста энергопотребления и индустриализации экономики, и далее – роста душевого производства ВВП, который опережает рост энергопотребления, что связано со становлением постиндустриальной экономики и расширением доли менее энергоемкого сектора услуг в ней. Поэтому уровни и динамика потребления первичной энергии на душу населения принципиально отличаются в развитых и развивающихся странах. Если развитые страны прошли пик душевого энергопотребления, то в развивающихся странах по мере роста благосостояния энергопотребление на душу населения будет повышаться (Рисунок 2.1). Некоторые страны в течение прогнозного периода при опережающем росте численности населения не смогут существенно нарастить душевое энергопотребление – для них острой останется проблема энергетической бедности.

Рисунок 2.1 – Душевое энергопотребление по миру, отдельным странам и группам стран в Вероятном сценарии



Источник: ИНЭИ РАН

<sup>1</sup> Подробное описание методологии см. в Эволюция мировых энергетических рынков и ее последствия для России/ под ред. А.А. Макарова, Л.М.Григорьева, Т.А.Митровой. – М. ИНЭИ РАН-АЦ при Правительстве РФ, 2015. – 400 с. – ISBN 978-5-91438-019-6

### Душевое энергопотребление в Индии - из аграрного в индустриальное общество

Особый интерес представляет Индия, которая после 2025 г. станет самой населенной страной в мире. Но в настоящее время по среднедушевому ВВП (примерно 6 тыс. долл. ВВП (ППС) на душу населения) она более чем вдвое уступает Китаю (около 14 тыс. долл.), а по энергопотреблению на душу населения - почти вчетверо. В основном различия, помимо общего уровня экономического развития, связаны с несколькими факторами:

- Значительная часть населения (чуть меньше одной пятой – в основном в сельской местности) вообще лишена доступа к энергоснабжению.
- Средний класс в Индии еще не столь многочислен и не требует такого количества энергии для своего потребления.
- В Индии относительно небольшая для стадии индустриализации доля промышленности в ВВП – всего 32 %. Страна сумела обеспечить высокие темпы роста с помощью экспорта услуг: программного обеспечения и «аутсорс услуг», туризма и трудовой миграции. Только из стран Персидского залива индийские наемные рабочие переводят десятки млрд долл.

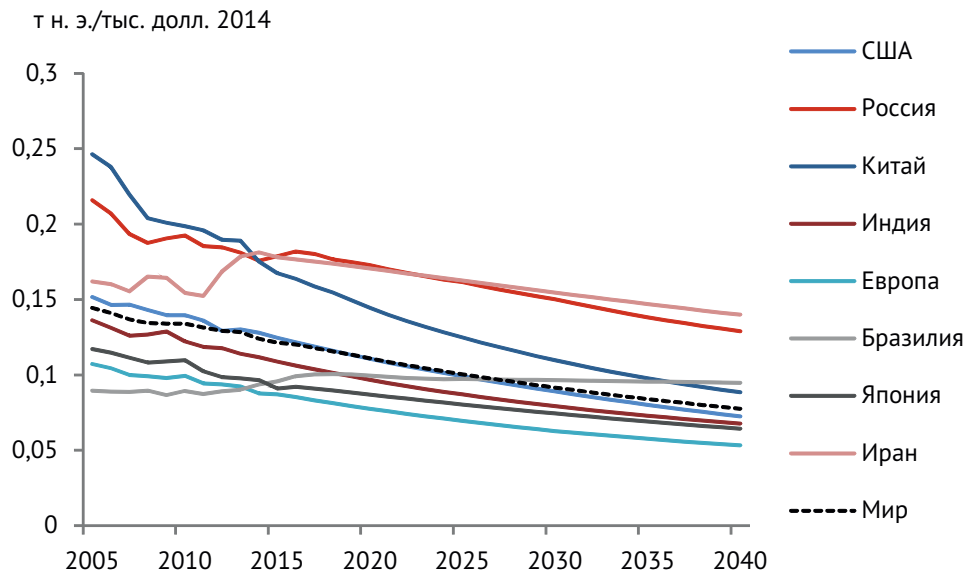
Таким образом, для экономики, базирующейся на услугах и аграрном секторе, более низкое энергопотребление является закономерным. В перспективе процесс социально-экономического развития в Индии не будет повторять буквально китайский путь – в Индии нет централизованного планирования и подавляющей государственной собственности с возможностью финансирования проектов через систему банков (за исключением угольной отрасли, в которой добыча примерно на 80 % принадлежит госкомпании, что сделало систему неповоротливой и в ближайшее время должно измениться в связи с приватизационными планами). Индия, по всей видимости, будет продолжать осторожные реформы по либерализации экономики, поскольку неравенство города и села, социальных групп (каст), различных штатов слишком велики, чтобы рисковать стабильностью.

В будущем в Индии ожидается сохранение доли промышленности в ВВП на уровне 34 % при росте услуг до 58 %. Действительно, только при такой индустриализации с использованием роста образования и высокой ролью деловых услуг страна может обеспечить рост ВВП для 1,6 млрд жителей к 2040 году. В Вероятном сценарии Индия выйдет на 13 тыс. долл. к 2030 году (нынешний уровень Китая) и на 19-20 тыс. долл. ВВП на душу населения к 2040 году.

При такой структуре ВВП и душевое потребление энергии в Индии будет существенно ниже, чем в Китае или странах ОЭСР при сходном душевом ВВП (при современных 14 тыс. долл. ВВП на человека в Китае, душевое энергопотребление составляет 2,3 т н. э./чел., а в Индии при аналогичном душевом ВВП в 2030 г., душевое энергопотребление составит 1 т н. э./чел. – и это означает удвоение энергопотребления по сравнению с 2013 г.). Из соображений энергобезопасности Индия планирует снизить импорт угля и одновременно резко нарастить его добычу (обычно упоминают цель в 1 млрд т и более). В сочетании с амбициозными планами по увеличению использования солнечной энергии это может помочь дальнейшим успехам в снижении энергетической бедности, но явно недостаточно для общественного и промышленного секторов. Соображения выполнения Парижских соглашений по климату будут играть свою роль скорее в торможении угледобычи, поскольку выбросы Индии уступают сейчас только США и Китаю (хотя очень малы на душу населения). Уже сейчас уголь в Индии обеспечивает 73 % генерации, дальнейший рост его использования вызовет значительное внешнее давление со стороны инвесторов и международных организаций. Таким образом, вопрос обеспечения энергетических нужд Индии даже при невысоком душевом потреблении, является крайне сложным, его решение будет зависеть не только от темпов роста и структуры экономики, но и от баланса интересов федерального и провинциальных правительств.

Тренд на снижение энергоемкости будут демонстрировать все крупнейшие страны и регионы. Глобализация содействует унификации используемых технологий и сходимости уровней энергоемкости экономик. Однако скорость этого снижения будет зависеть от многих факторов: изменения продуктовой и отраслевой структуры ВВП (рост сектора услуг, очевидно, заметно снижает энергоемкость), возможности трансфера энергосберегающих технологий и наличие инвестиционных ресурсов для их имплементации и т.д. (Рисунок 2.2).

Рисунок 2.2 – Энергоемкость ВВП по миру и отдельным странам в Вероятном сценарии



Источник: ИНЭИ РАН

## Прогноз потребления первичной энергии

Мир вступает в новый этап развития энергетики, когда после многих десятилетий непрерывного роста энергопотребления, в наиболее развитых странах экономический рост впервые оторвался от роста потребления энергии, а в ряде стран стал возможен даже без увеличения энергопотребления

Мир вступает в новый этап развития энергетики, когда после многих десятилетий непрерывного роста энергопотребления, экономический рост впервые стал отрываться от роста потребления энергии. Во многих наиболее экономически и технологически развитых странах (члены ОЭСР) объемы первичного энергопотребления стабилизировались, а в некоторых (отдельные страны Европы, Япония) уже начали постепенно снижаться (Рисунок 2.3).

С учетом этого фундаментального изменения, а также в связи с предпосылками о более сдержанном мировом экономическом росте и замедлением роста экономики и энергопотребления Китая, в Вероятном сценарии мировое потребление первичной энергии за 2015-2040 гг. увеличится на 4 млрд т н. э. и составит 17,5 млрд т н. э. – что заметно ниже, чем в предыдущем прогнозе. Рост энергопотребления в мире будет почти вдвое медленнее в течение следующих 25 лет в сравнении с предыдущими.

Рисунок 2.3 – Пики энергопотребления в Вероятном сценарии

	Пик потребления угля	Пик потребления нефти	Пик энергопотре- бления	Пик электропо- требления
<b>Северная Америка</b>				
США				
<b>Южная и Центральная Америка</b>				
<b>Европа</b>				
Великобритания				
Германия				
Франция				
Италия				
<b>СНГ</b>				
<b>Развитые страны Азии</b>				
Австралия				
Япония				
<b>Развивающиеся страны Азии</b>				
Китай				
Индия				
<b>Ближний Восток</b>				
<b>Африка</b>				

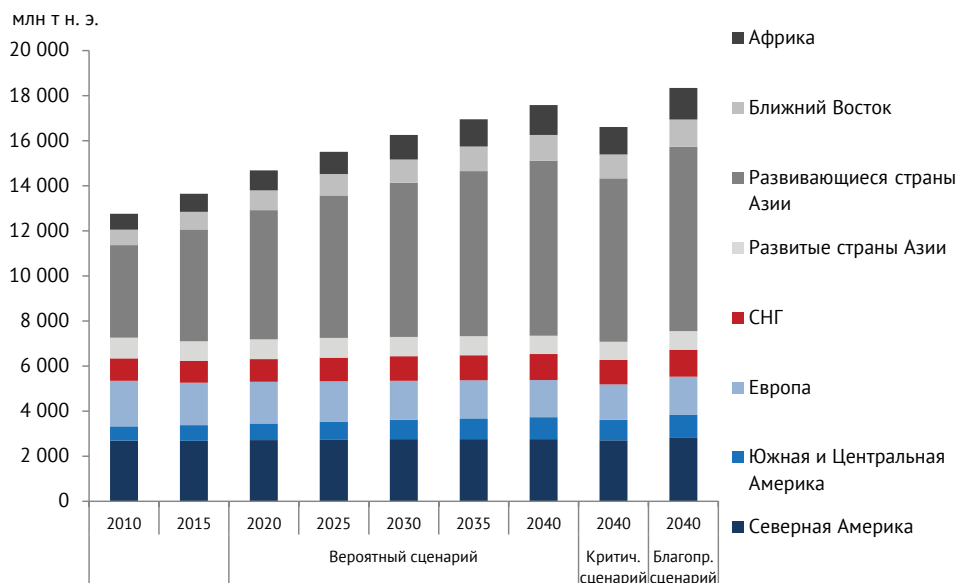
Условные обозначения:

Пик не будет пройден до 2040 г.	Пик будет пройден до 2040 г.	Пик пройден до 2015 г.	Пик пройден до 1990 г.

Источник: ИНЭИ РАН

Как показано (Рисунок 2.4, Таблица 2.1), среди стран, не входящих в ОЭСР, в следующие 25 лет наиболее быстро будет расти энергопотребление в развивающихся странах Азии (1,8 % ежегодно) и в Африке (2,1 % ежегодно). Лидерами по абсолютному росту энергопотребления станут Индия и Китай: на них придется более половины мирового прироста. Уже к 2030 г. энергопотребление Китая и Индии превысит энергопотребление всех стран ОЭСР. На развивающиеся страны Азии к 2040 г. придется 44 % мирового энергопотребления (в сравнении с 36 % в 2015 г.).

Рисунок 2.4 – Потребление первичной энергии по регионам мира для трех сценариев



Источник: ИНЭИ РАН

Таблица 2.1 – Потребление первичной энергии по регионам мира в Вероятном сценарии, млн т н. э.

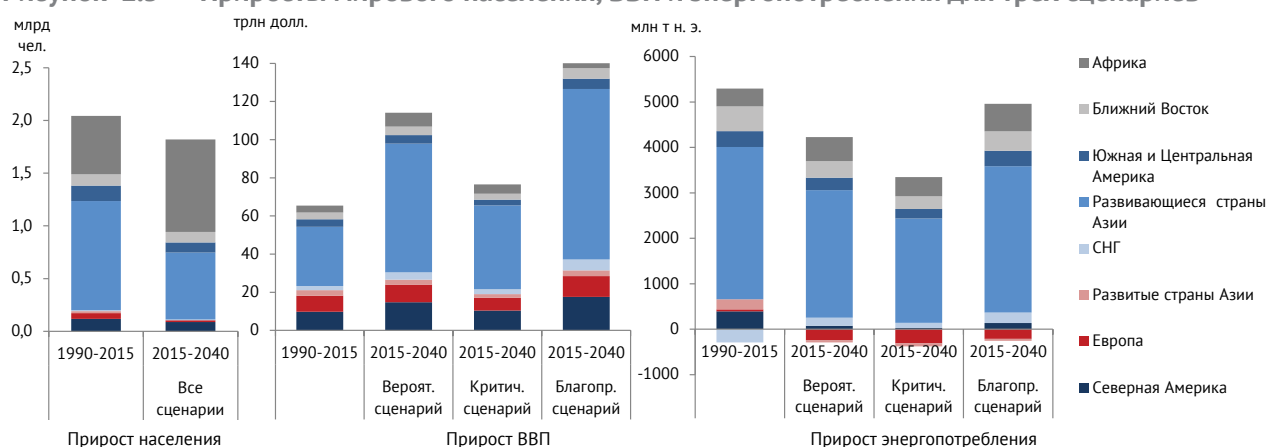
	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Критич. сценарий	Вероятн. сценарий	Благопр. сценарий
<b>Северная Америка</b>	2674	2721	2744	2757	2760	2754	2709	2817	0,0 %	0,1 %	0,2 %
США	2220	2235	2238	2234	2224	2210	2183	2265	-0,1 %	0,0 %	0,1 %
<b>Южная и Центральная Америка</b>	681	737	792	855	917	975	908	1038	1,1 %	1,3 %	1,6 %
Бразилия	296	317	338	365	391	417	394	442	1,1 %	1,3 %	1,5 %
<b>Европа</b>	1930	1846	1792	1734	1692	1646	1571	1670	-0,8 %	-0,6 %	-0,5 %
ЕС-28	1714	1602	1533	1460	1405	1349	1293	1367	-1,0 %	-0,9 %	-0,8 %
<b>СНГ</b>	1013	1001	1045	1086	1116	1153	1087	1202	0,3 %	0,5 %	0,6 %
Россия	687	678	713	742	763	794	749	837	0,3 %	0,5 %	0,7 %
<b>Развитые страны Азии</b>	896	883	874	859	839	814	800	823	-0,4 %	-0,4 %	-0,3 %
Япония	465	424	403	382	361	341	347	338	-1,1 %	-1,1 %	-1,2 %
<b>Развивающиеся страны Азии</b>	4790	5731	6319	6847	7329	7762	7250	8179	1,5 %	1,8 %	2,0 %
Индия	780	1078	1320	1572	1828	2083	1825	2232	3,2 %	3,7 %	4,0 %
Китай	3179	3645	3852	3984	4061	4087	3951	4279	0,8 %	0,9 %	1,1 %
<b>Ближний Восток</b>	750	870	950	1022	1088	1151	1063	1211	1,3 %	1,6 %	1,8 %
Иран	232	278	313	344	374	403	373	410	1,8 %	2,1 %	2,1 %
<b>Африка</b>	761	891	990	1093	1204	1321	1221	1401	1,8 %	2,1 %	2,3 %
<b>Мир</b>	13494	14681	15507	16253	16945	17576	16609	18342	0,8 %	1,0 %	1,1 %
<b>ОЭСР</b>	5462	5414	5379	5324	5268	5196	5055	5293	-0,3 %	-0,2 %	-0,1 %
<b>не-ОЭСР</b>	8032	9267	10128	10930	11676	12380	11554	13049	1,4 %	1,6 %	1,8 %

Источник: ИНЭИ РАН



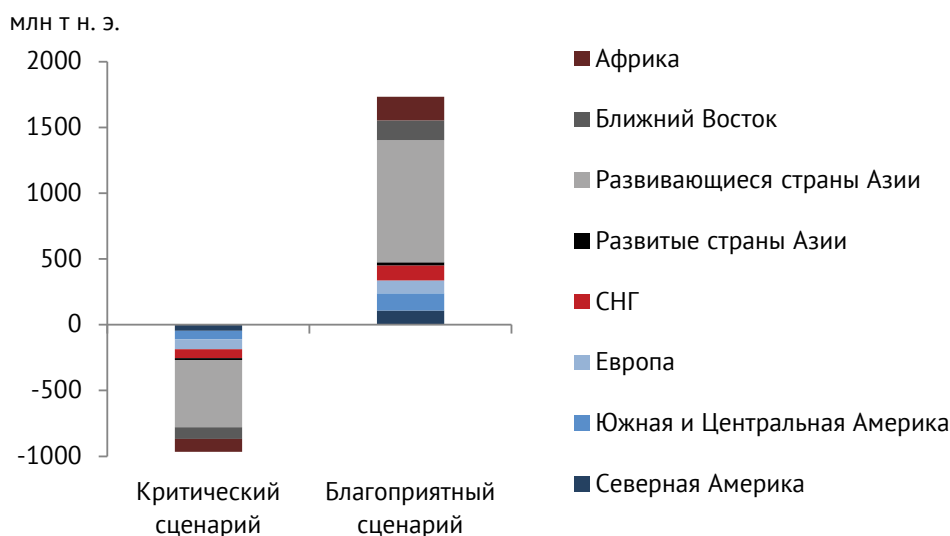
В Критическом сценарии прирост мирового энергопотребления составит 3 млрд т н. э., а в Благоприятном – 5,5 млрд т н. э. Самый широкий диапазон энергопотребления по сценариям прогнозируется в странах Азии, соответственно динамике ВВП, а также с учетом торможения роста энергоэффективности в Критическом сценарии и ускорения – в Благоприятном. Прирост энергопотребления развивающихся стран Азии по сценариям составляет от 2,3 до 3,2 млрд т н. э. Энергопотребление Европы и развитых стран Азии снижается во всех сценариях. Прирост энергопотребления в Северной, Южной и Центральной Америке и на Ближнем Востоке в сравнении с периодом 1990-2015 гг. замедлится. Умеренный рост потребления первичной энергии ожидается в СНГ. Энергопотребление Африки за 2015-2040 гг. увеличится больше, чем за 1990-2015 гг. в соответствии с увеличением прироста населения в этом регионе (Рисунок 2.5 и Рисунок 2.6).

**Рисунок 2.5 – Приросты мирового населения, ВВП и энергопотребления для трех сценариев**



Источник: ИНЭИ РАН

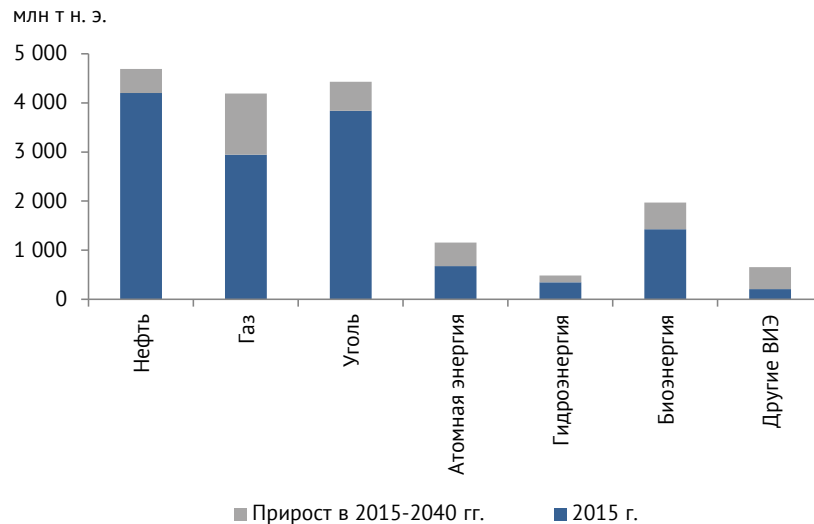
**Рисунок 2.6 – Потребление первичной энергии по регионам мира в Благоприятном и Критическом сценарии – прирост относительно Вероятного сценария**



Источник: ИНЭИ РАН

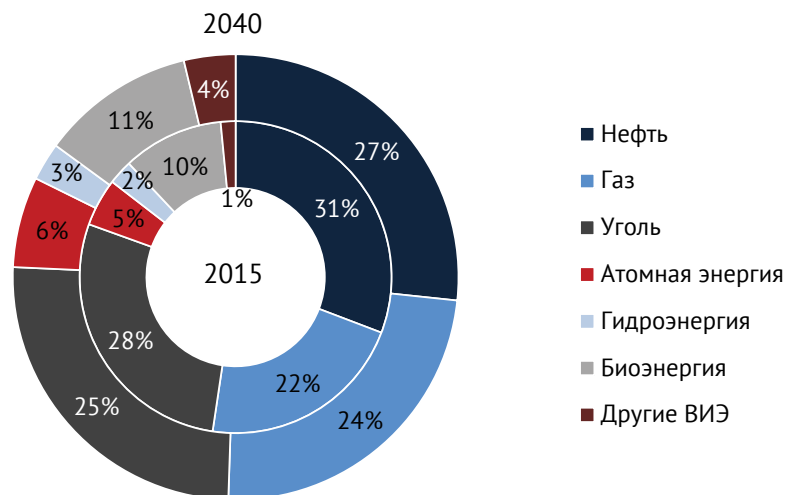
С точки зрения структуры энергопотребления по видам топлива, до 2040 г. наибольший прирост придется на газ (Рисунок 2.7). В результате доли ископаемых топлив выровняются: нефть, газ и уголь составят приблизительно по четверти мирового энергопотребления. Наиболее быстро (более чем втрое) расширится использование НВИЭ: солнечной, ветровой, геотермальной энергии и др. ВИЭ. Все вместе нетопливные источники энергии будут к 2040 г. обеспечивать еще примерно четверть спроса на энергию (Рисунок 2.8).

Рисунок 2.7 – Потребление первичной энергии по видам топлива (2015 г. и прирост до 2040 г.) в Вероятном сценарии



Источник: ИНЭИ РАН

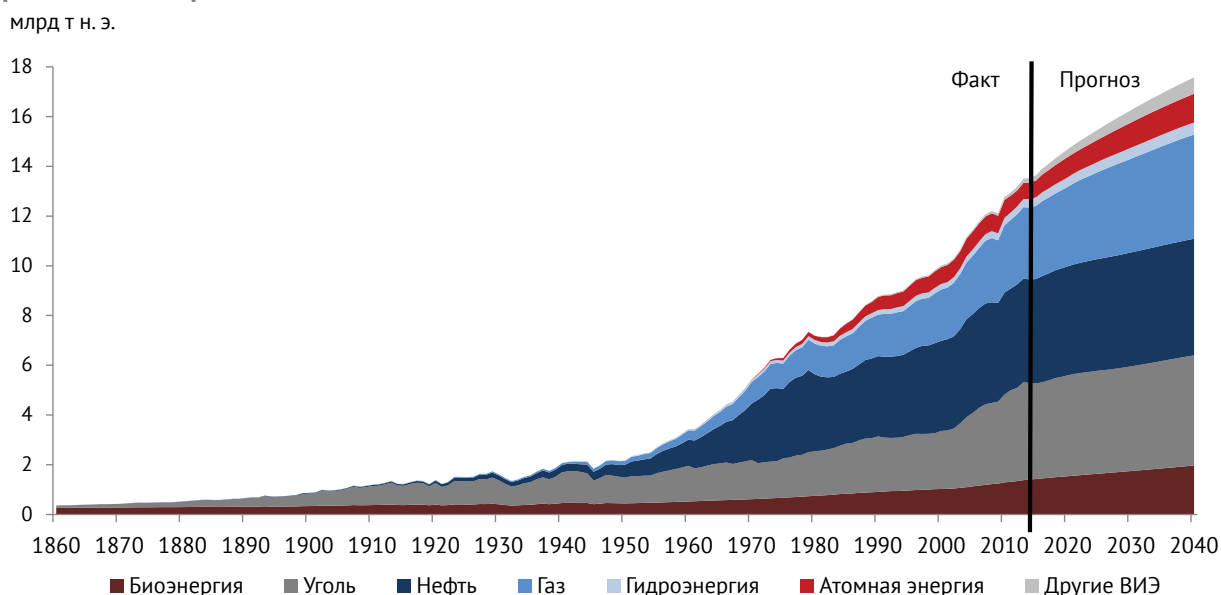
Рисунок 2.8 – Структура потребления первичной энергии по видам топлива в мире в 2015 и 2040 гг. в Вероятном сценарии



Источник: ИНЭИ РАН

Суммарная доля нефти и угля снизится с 59 % до 52 %. Тем не менее, ископаемые топлива до конца прогнозного периода останутся преобладающими в структуре мирового энергопотребления. Таким образом, в целом мировое энергопотребление по видам топлив станет наиболее диверсифицированным за всю историю статистически задокументированного развития энергопотребления (Рисунок 2.9).

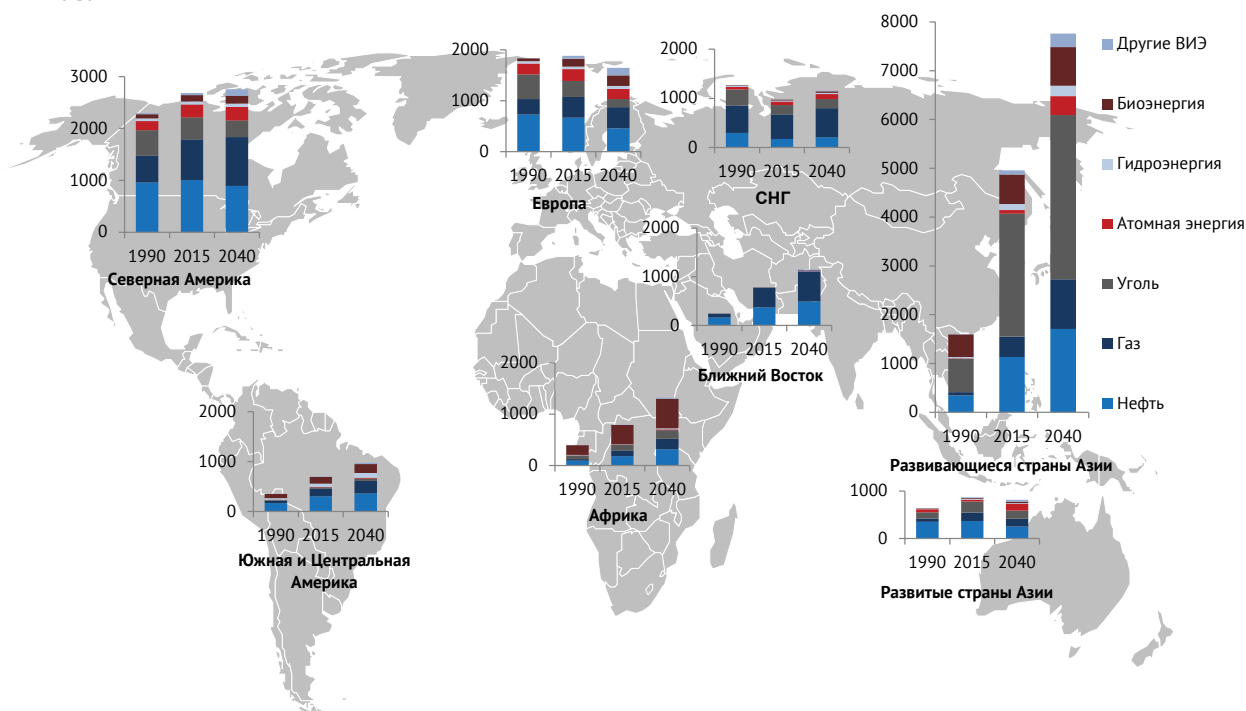
**Рисунок 2.9 – Динамика мирового энергопотребления по видам топлива с 1860 по 2040 г. в Вероятном сценарии**



Источник: ИНЭИ РАН

Более диверсифицированными становятся в прогнозном периоде и энергетические балансы регионов (в особенности - в странах ОЭСР). Наибольший прирост энергопотребления в странах, входящих в ОЭСР, придется на ВИЭ и газ, а в Южной и Центральной Америке, СНГ и на Ближнем Востоке – в основном на газ. Страны Африки наиболее заметно увеличат потребление биоэнергии (главным образом - традиционной биомассы) и нефтепродуктов. В развивающихся странах Азии прогнозируется рост потребления всех энергоресурсов, прежде всего, угля, а наиболее быстро (более чем в 5 раз) в этом регионе увеличится потребление атомной энергии (Рисунок 2.10).

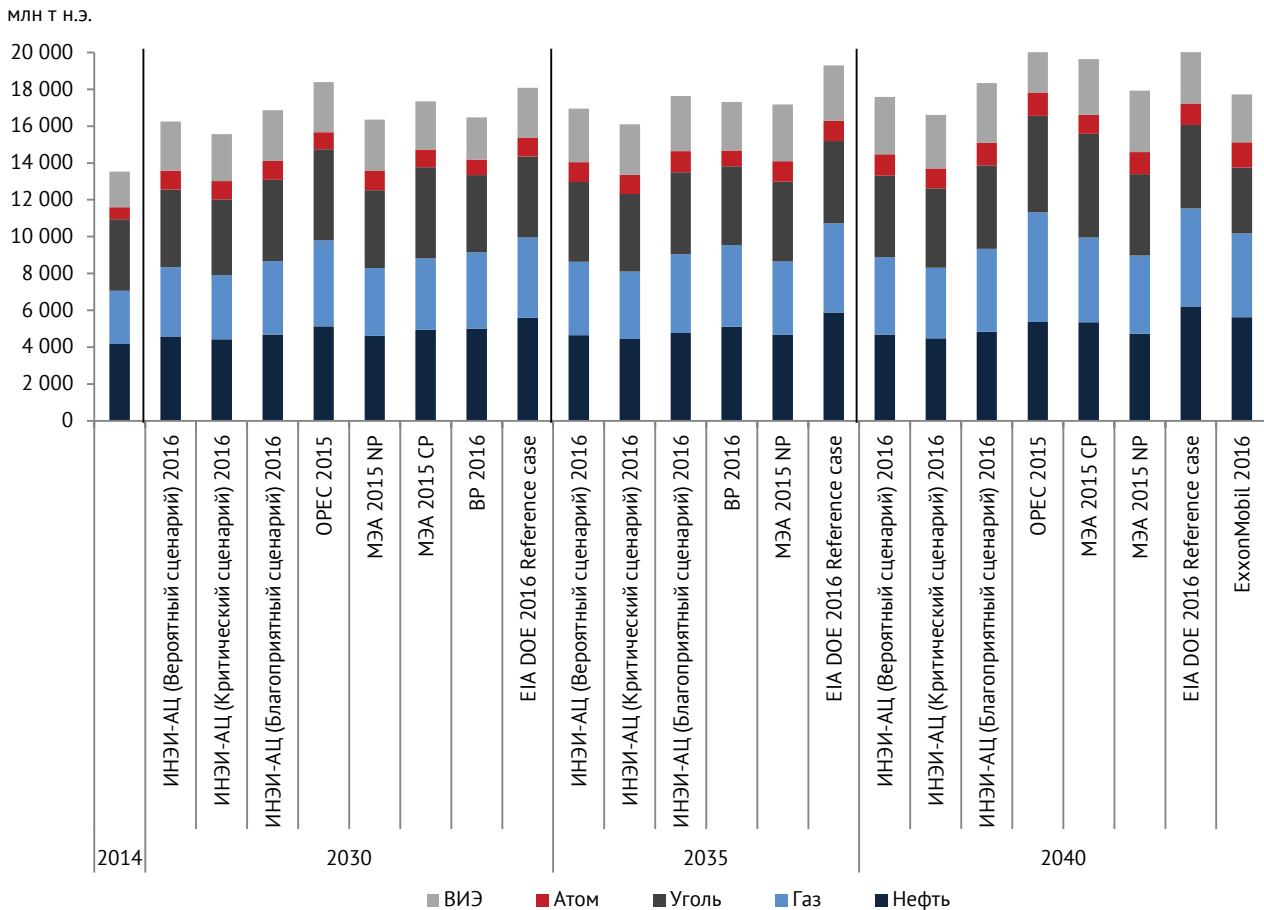
**Рисунок 2.10 – Потребление первичной энергии по регионам и видам топлива в Вероятном сценарии, млн т н.э.**



Источник: ИНЭИ РАН

Полученный прогноз развития и структуры мирового первичного энергопотребления находится ближе к нижним диапазонам прогнозов спроса, выполненных на этот же период другими исследовательскими организациями (Рисунок 2.11).

**Рисунок 2.11 – Сравнение последних долгосрочных прогнозов потребления первичной энергии по видам топлива в мире**



Источники: ИНЭИ РАН, МЭА, ОПЕК, Департамент Энергетики США, BP, ExxonMobil

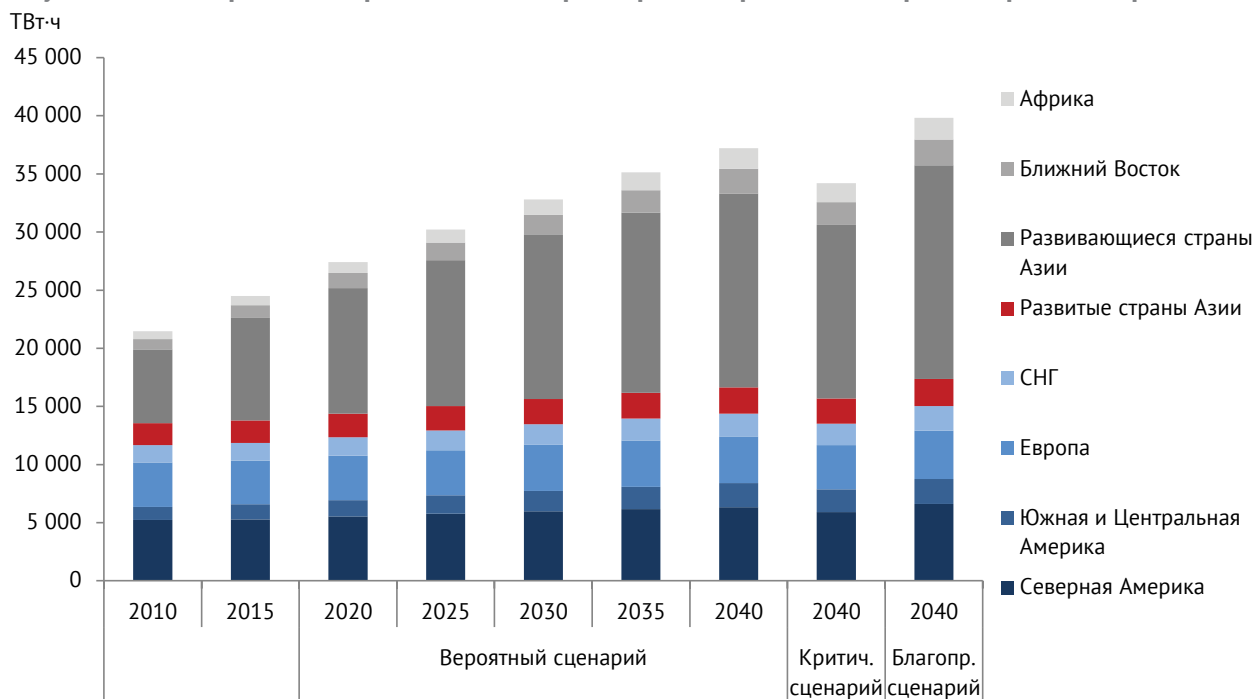
## Электроэнергетика

На протяжении рассматриваемого периода доля электроэнергии в мировом конечном потреблении энергии будет увеличиваться во всех регионах мира, даже в тех странах ОЭСР, где прогнозируется снижение потребления первичной энергии (Рисунок 2.12). Электроэнергия – наиболее удобная для потребителей форма энергии – продолжит вытеснять остальные энергоносители. В целом в Вероятном сценарии мировое электропотребление вырастет на 52 % в период с 2015 по 2040 г., что ставит перед человечеством задачу очередного масштабного расширения генерирующих и сетевых мощностей. При этом основной рост потребления электроэнергии будет сконцентрирован в развивающихся странах Азии, на Ближнем Востоке и в Африке, где оно удвоится за рассматриваемый период.

В Благоприятном сценарии, невзирая на прогресс в энергоэффективности и внедрении новых технологий, спрос на электроэнергию вырастет на 62 % к 2040 г. Критический сценарий предполагает более сдержанный (но все равно внушительный) рост спроса – на 40 % за этот период.

В отсутствие дешевых способов дальней передачи, электроэнергия по-прежнему будет в основном вырабатываться в регионах потребления. Соответственно, основной прирост производства электроэнергии в мире в 2015–2040 гг. обеспечат развивающиеся страны Азии, Ближнего Востока и Африки – 78 % всего прироста выработки в Вероятном сценарии.

Рисунок 2.12 – Прогноз потребления электроэнергии по регионам мира для трех сценариев

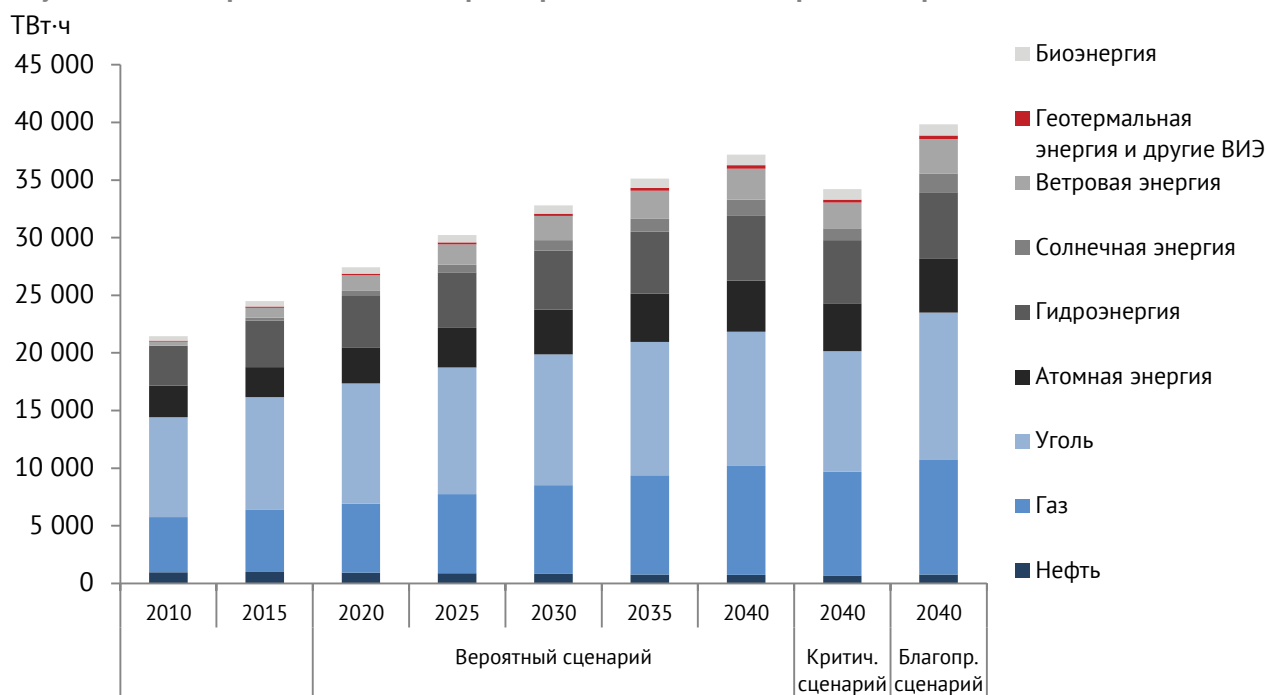


Источник: ИНЭИ РАН

Даже с учетом успешной реализации Парижского соглашения и растущей озабоченности потребителей и правительств экологическими проблемами, лидирующую роль в мире к концу прогнозного периода во всех сценариях сохранит угольная генерация – на уровне 31–32 % от суммарной выработки (Рисунок 2.13 и Рисунок 2.14). Конечно, экологические ограничения приведут к замедлению темпов роста потребления угля в электроэнергетике и снижению его доли в топливной корзине электростанций с нынешних 40 %. В Вероятном сценарии абсолютные объемы угольной генерации стабилизируются в 2035 г., в Критическом – постепенно снижаются уже с 2025 г., а в Благоприятном – выработка на угольных станциях будет устойчиво расти на протяжении всего рассматриваемого периода. Поэтому, парадоксальным образом, к 2040 г. Благоприятному сценарию будет соответствовать более высокая доля угля, чем Критическому: основной прирост потребности в электроэнергии между сценариями сосредоточен как раз в развивающихся странах, где доминирует уголь.

Газ останется вторым крупнейшим по объемам ресурсом для электроэнергетики, а доля газовой генерации слегка вырастет к 2040 г. во всех сценариях (с 22 % в 2015 г. до 25–26 % к 2040 г.). Однако роль газа в электроэнергетике будет сильно различаться по регионам мира в зависимости от формирующихся региональных цен на газ и, соответственно, конкурентоспособности газовой генерации.

Рисунок 2.13 – Производство электроэнергии по видам для трех сценариев

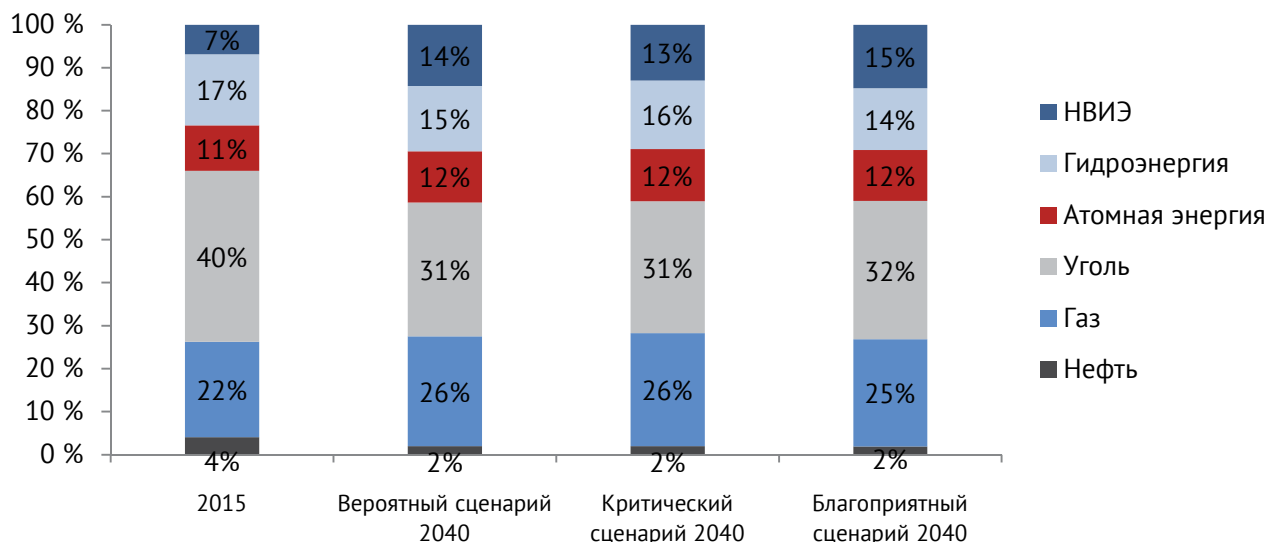


Источник: ИНЭИ РАН

Наибольший прирост генерации (Рисунок 2.14, Рисунок 2.15), в соответствии с уже озвученными планами правительств, продемонстрирует атомная энергетика: прирост выработки на АЭС будет максимальным в рассматриваемый период (при этом практически весь он будет сосредоточен в развивающихся странах, остро нуждающихся в дополнительном электроснабжении). Доля атомной генерации в суммарной выработке электроэнергии увеличится с нынешних 11 % до 12 %. АЭС останется четвертым по важности источником производства электроэнергии после угольных, газовых и гидроэлектростанций. Гидроэнергетика будет расти очень умеренными темпами, а ее доля в выработке слегка снизится. Продолжится абсолютно логичное сокращение использования нефтепродуктов в электроэнергетике: доля нефти в выработке снизится с 4 % в 2015 г. до 2 % к 2040 г.



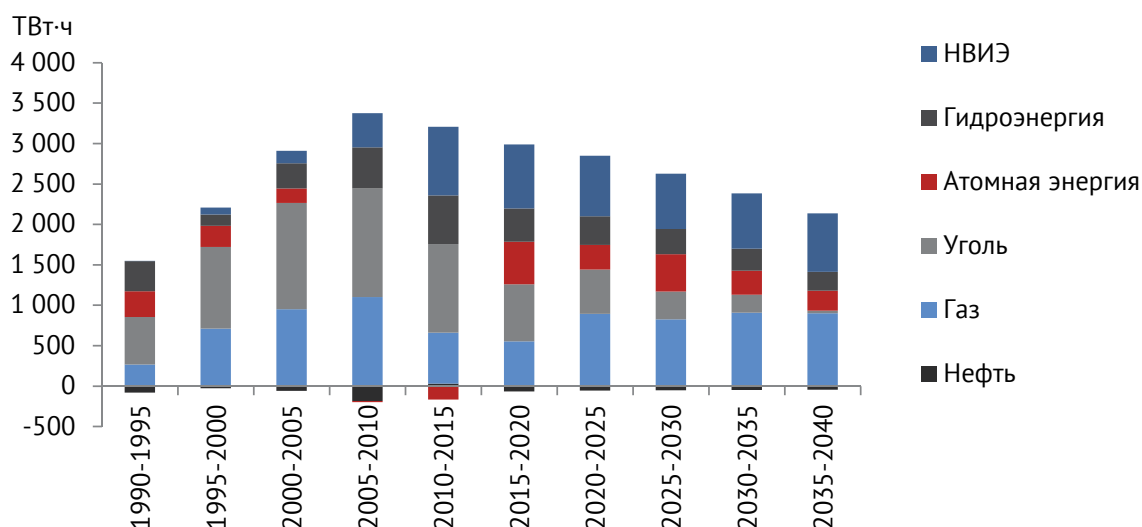
**Рисунок 2.14 – Изменение структуры использования отдельных видов топлива в производстве электроэнергии для трех сценариев**



Источник: ИНЭИ РАН

Пожалуй, наиболее интересные процессы будут происходить с новыми возобновляемыми источниками энергии: солнечной, ветровой, геотермальной и биоэнергией (кроме традиционной). Суммарная доля этих источников в мировой генерации в Вероятном и в Благоприятном сценариях удвоится: с 7 % в 2015 г. до 14–15 % к 2040 г. – и чуть скромнее – до 13 % – увеличится в Критическом сценарии с его жесткими финансовыми ограничениями. Это огромное изменение для всей мировой электроэнергетики. В целом совокупная доля неископаемых энергоресурсов в производстве электроэнергии к 2040 г. во всех сценариях превысит 41 % (по сравнению с 34 % в 2015 г.). Таким образом, в электроэнергетике, которая является главным полем конкуренции между всеми энергоресурсами и технологиями, заметно диверсифицируется топливная корзина.

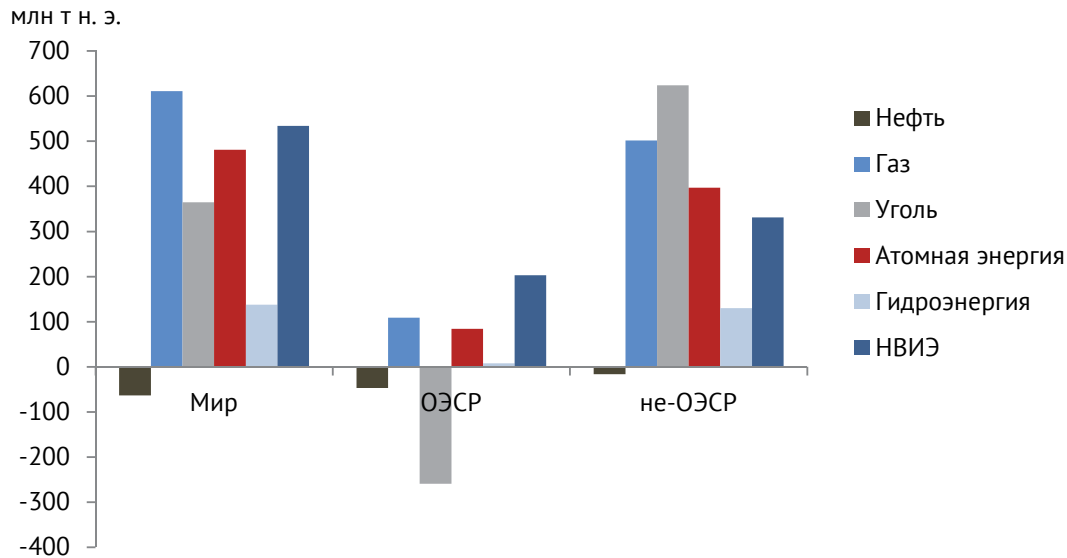
**Рисунок 2.15 – Приросты производства электроэнергии за 5 лет по видам энергоресурсов в 1990-2040 гг., Вероятный сценарий**



Источник: ИНЭИ РАН

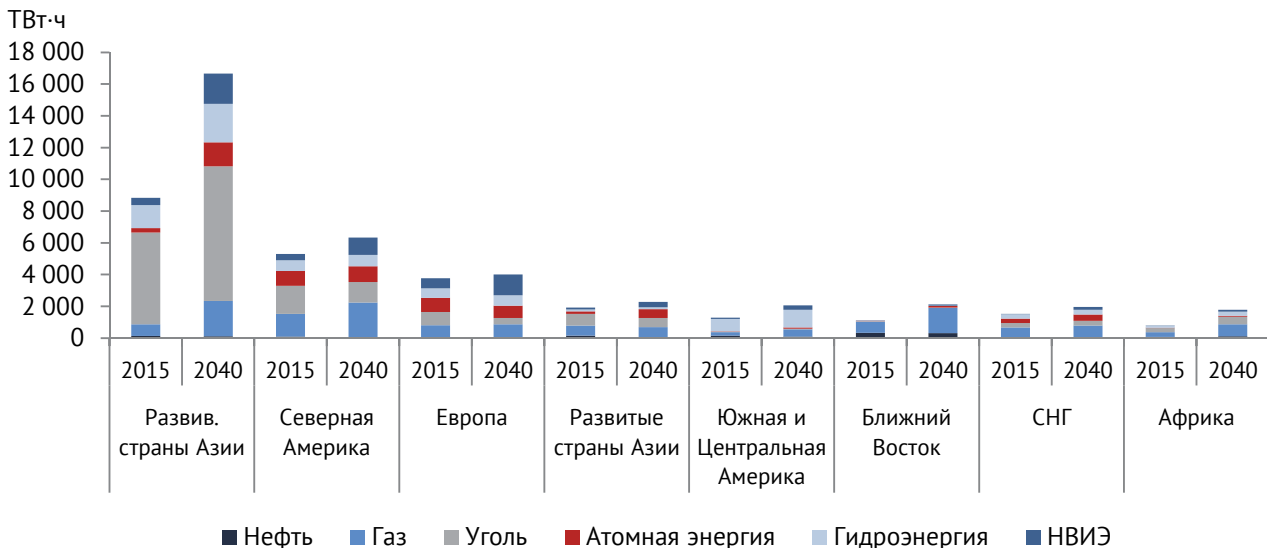
В структуре производства электроэнергии сохранятся значительные региональные отличия (Рисунок 2.16, Рисунок 2.17): если развитым странам удастся перенести фокус на НВИЭ, то развивающиеся страны будут по-прежнему в значительной степени зависеть от угля (со всеми экологическими последствиями), невзирая на высокие темпы роста возобновляемой, атомной и газовой генерации.

**Рисунок 2.16 – Прирост использования отдельных видов топлива в производстве электроэнергии в 2015–2040 гг., Вероятный сценарий**



Источник: ИНЭИ РАН

**Рисунок 2.17 – Структура производства электроэнергии по регионам и видам топлива в 2015 г. и в 2040 г., Вероятный сценарий**



Источник: ИНЭИ РАН

Помимо вышеописанных количественных изменений в структуре производства электроэнергии, мы видим все основания ожидать качественного скачка эффективности электроэнергетических систем за счет внедрения новых технологий, который приведет не только к изменению способа их организации, но и к трансформации моделей рынка.

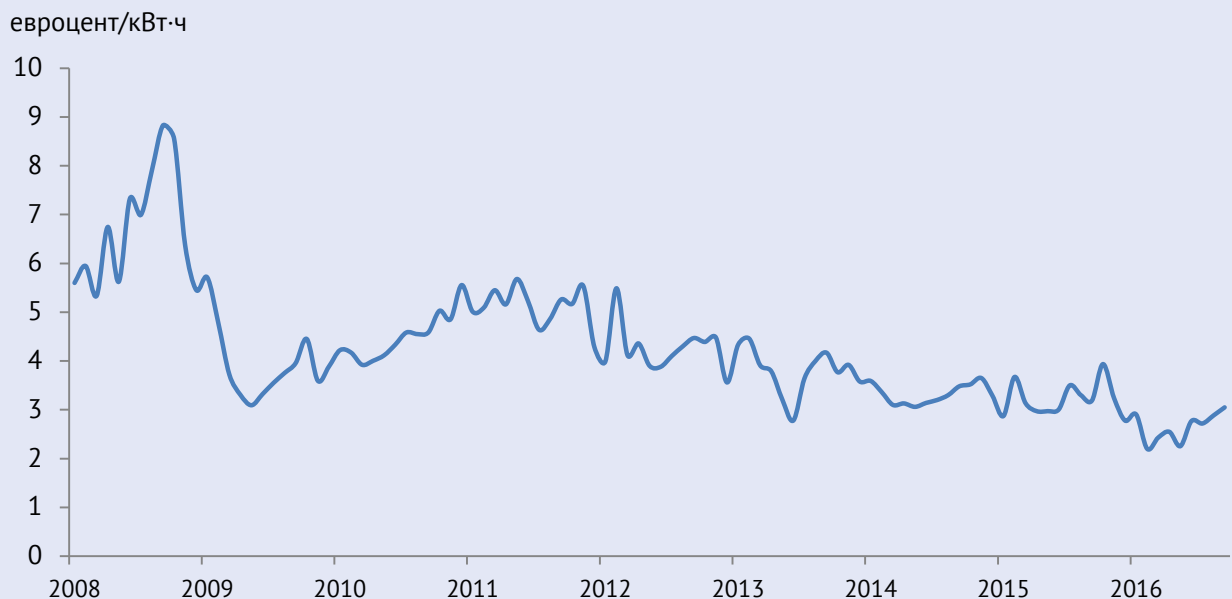
### Через новые технологии — к новым моделям рынка

В последние годы интенсивный рост распределенной энергетики, прежде всего — возобновляемой, приводит к нарастанию конфликта с существующей технологической и рыночной структурой отрасли.

В технологической сфере основные проблемы связаны с растущими сложностями интеграции в энергосистему больших объемов распределенных по сети источников, многие из которых имеют нерегулируемый режим работы (ветровые, солнечные установки). Традиционно энергосистемы и электрические сети ориентировались на высокоцентрализованное энергоснабжение от достаточно крупных электростанций. Увеличение в разы, а кое-где и на порядки (как, например, в Дании — до 50 %) возобновляемой генерации небольшой мощности требует интенсивной перестройки магистральной и распределительной сетей<sup>2</sup>, а также наличия значительного резерва тепловых мощностей, которые большую часть времени остаются недозагруженными. В результате меняются требования к «традиционной» тепловой (а отчасти и атомной) генерации, которая вынуждена работать в полупиковом и пиковом режимах<sup>3</sup>, компенсируя неравномерности выработки ветровых и солнечных электростанций, а также резервируя энергосистему от быстрого изменения рабочей мощности ВИЭ<sup>4</sup>. Таким образом, в настоящее время конфликт между новыми технологиями и прежней организацией энергосистемы демпфируется исключительно за счет экстенсивных мер — избыточного инвестирования в сети и резервы мощностей. Однако, по мере роста мощностей НВИЭ, это становится все сложнее.

В рыночной сфере проблемы, обусловленные развитием нетрадиционной энергетики, связаны в первую очередь с тем, что поступающая на спотовый рынок во все больших объемах электроэнергия из НВИЭ (с почти нулевыми переменными издержками) приводит к фундаментальным искажениям рыночного равновесия, которые проявляются в учащающихся периодах крайне низких<sup>5</sup>, нулевых или даже отрицательных цен. Это ведет к неуклонному снижению цен на электроэнергию на большинстве европейских и североамериканских оптовых торговых площадок<sup>6</sup> (см. пример EPEX — Рисунок 2.18), не создавая устойчивых рыночных сигналов для инвестиций.

**Рисунок 2.18 – Биржевые цены на электроэнергию на торговой площадке EPEX (евроцент/кВт·ч)**

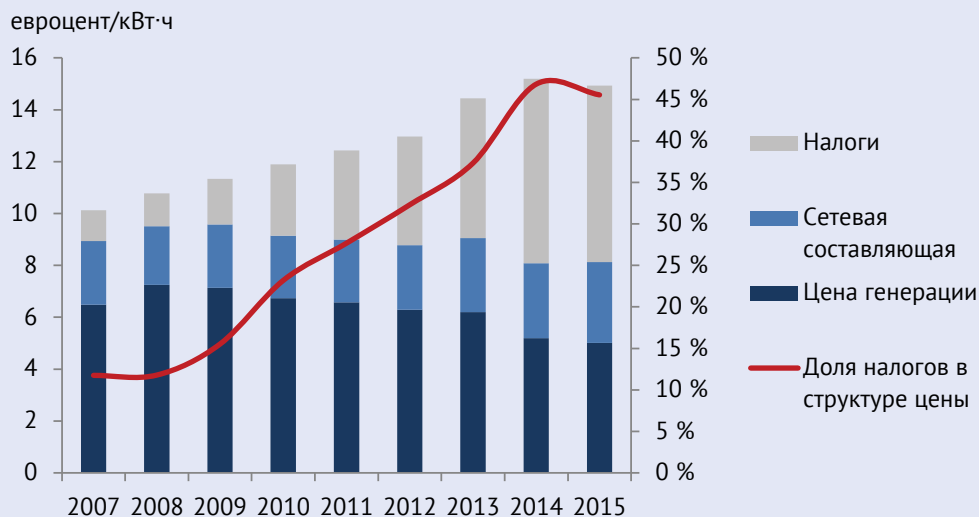


Источник: данные биржи EPEX (Thomson Reuters)

- 2 Так, в регулярных прогнозах развития европейской сети, выполняемых ENTSO-E, около 80 % «узких мест» непосредственно связано с интеграцией ВИЭ и необходимы мероприятия либо для подключения данных источников напрямую, либо для передачи вырабатываемой ими электроэнергии в центры электропотребления.
- 3 По данным ENTSO-E, в период с 2008 по 2014 г. КИУМ тепловых электростанций в Германии снизился в среднем с 56,3 до 46,3 %, в Испании — с 41,9 до 27,9 %, в Великобритании — с 53,6 до 45,2 %, а в Италии — с 39,1 до 26,5 %.
- 4 В Германии, несмотря на огромный объем (около 85 ГВт ВЭС и СЭС в 2015 г., что составляет 45% от общей установленной электрической мощности в стране), резервированию подлежат 95 % действующих генерирующих мощностей на базе ВИЭ.
- 5 Статистический анализ зависимости почасовых спотовых цен показывает устойчивую обратную связь с объемами поставки возобновляемой энергии: для крупнейших рынков Европы коэффициент корреляции Пирсона составляет -0,5...-0,7.
- 6 За последние 5 лет средняя спотовая цена электроэнергии в США снизилась с 5,21 цента за кВт·ч в 2011 г. до 4,36 цента за кВт·ч в 2015 г. (хаб PJM), а в Европе — с 5,4 евроцента за кВт·ч до 3,9 евроцента за кВт·ч.

При этом для потребителей снижение оптовых цен не дает явного выигрыша, так как полностью нивелируется за счет постоянного роста «зеленых налогов», через которые целевым образом аккумулируются средства на поддержку новой энергетики за счет субсидий, грантов и специальных тарифов (feed in tariffs), что в результате приводит к росту розничных цен (см. пример Германии – Рисунок 2.19).

**Рисунок 2.19 – Динамика среднегодовой цены электроэнергии для промышленных потребителей Германии**



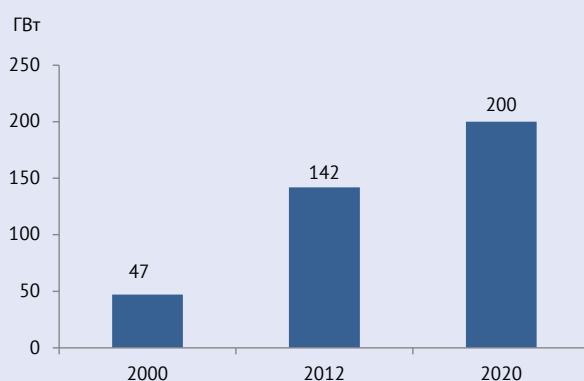
Источник: Eurostat; данные для абонентов с ежегодным потреблением в диапазоне 500–2000 МВт·ч

Таким образом, конфликт между новыми технологиями и существующей рыночной средой, с одной стороны, усугубляется нерыночными предпочтениями, которые угнетают экономику остальных секторов генерации, а с другой, пока не приносит явных экономических выгод потребителям, которые несут нагрузку по обеспечению окупаемости высокотехнологичных инвестиций.

К настоящему времени, однако, накопился целый ряд новаций как в самой электроэнергетике, так и в смежных сферах, каждая из которых сама по себе не является революционной, но совместное внедрение которых может разрешить этот конфликт и привести к полной смене традиционного облика энергосистем и электроэнергетического рынка. Хотя новая архитектура электроэнергетики еще не вполне понятна, уже видно, что этот новый тренд будет результатом синергии следующих технологических прорывов:

**1. Существенное снижение стоимости и повышение производительности технологий возобновляемой энергетики и когенерации малой мощности.** В последнее десятилетие все больше электроэнергии производится на оборудовании, установленном у конечных потребителей: от крупных и средних промышленных потребителей до населения. Так, по оценкам компании General Electric, в 2000 г. вводы распределенной генерации составили 21 % от глобального ввода новой генерирующей мощности, а на 2020 г. компания прогнозирует ввод уже 200 ГВт распределенной генерации (Рисунок 2.20). При этом среднегодовые темпы роста распределенной генерации будут достигать 4,4 % на фоне среднегодового темпа роста потребления электроэнергии, составляющего 3,3 %, то есть расширение распределенной генерации будет идти почти на 40 % быстрее, чем развитие всей мировой генерации.

**Рисунок 2.20 – Годовые вводы объектов распределенной генерации**

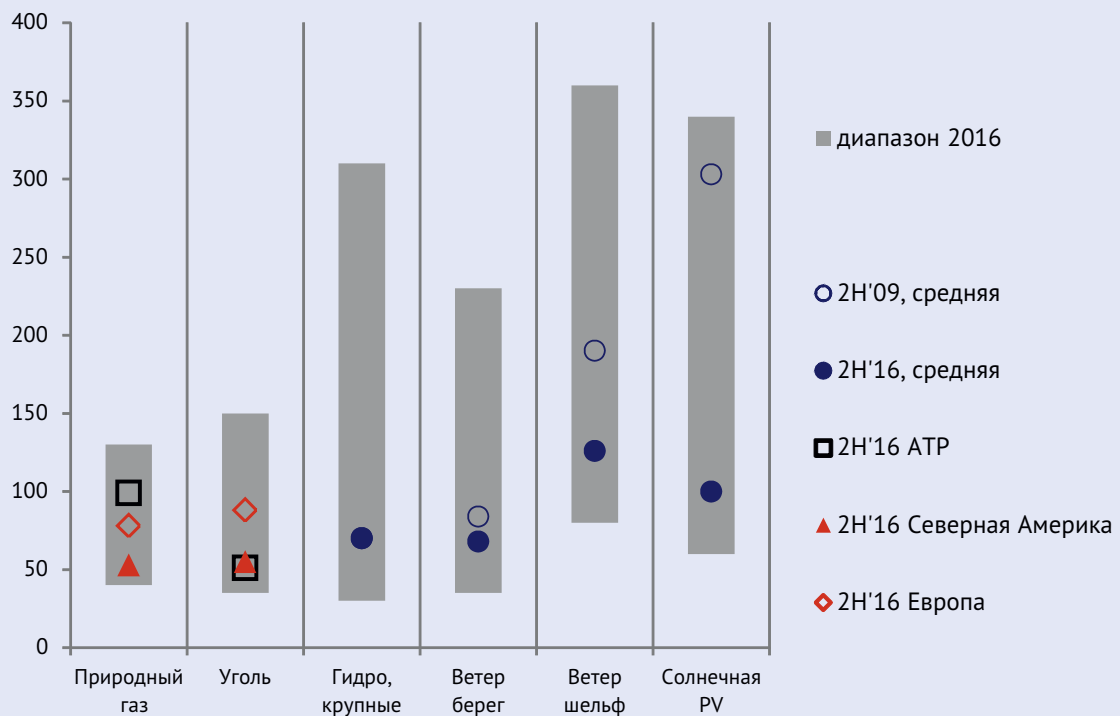


Источник: The rise of distributed power, Brandon Owens, General Electric, 2014

Прежде всего, это обусловлено удешевлением установок распределенной энергетики, в первую очередь – возобновляемой (подробнее см. соответствующий раздел «Прогноза-2016»). Данные Bloomberg New Energy Finance показывают, что в настоящее время удельные дисконтированные затраты производства электроэнергии (LCOE) на новых ветровых энергоустановках на суше в Китае, США и Европе уже сопоставимы с затратами тепловой генерации, а на офшорных установках пока в 2–3 раза выше, чем на лучших новых газовых и угольных электростанциях (Рисунок 2.21). Для солнечных электростанций очень широк диапазон этих затрат, который зависит в первую от размера установок.

Во многом конкурентоспособность НВИЭ пока обеспечивается наличием «зеленых тарифов» и других мер поддержки, которые позволяют за счет режима благоприятствования НВИЭ корректировать условия конкуренции. При этом, если проводить расчеты для конкурентного рынка (без преференций для какого-либо энергоресурса), то в большинстве регионов технологии получения электроэнергии на основе солнца и ветра пока уступают по привлекательности традиционной тепловой генерации. Также следует отметить, что ввод объектов НВИЭ требует дополнительных системных затрат на резервирование и интеграцию энергоустановок, которые оцениваются в 15-20 % от стоимости генерации на базе НВИЭ.

**Рисунок 2.21 – Соотношение удельных дисконтированных затрат производства электроэнергии на основе различных технологий**



Источник: Bloomberg New Energy Finance

Большинство исследователей сходятся на том, что в рассматриваемой перспективе до 2040 г. тенденция к удешевлению новых технологий возобновляемой энергетики сохранится. При этом, однако, необходимо учитывать два фактора. Первый – это неизбежное замедление темпов удешевления по мере нарастания зрелости технологий. Прежде всего, это относится к ветровым энергоустановкам, которые уже сейчас могут рассматриваться как зрелые технологии, находящиеся на стадии масштабирования и массового освоения. Второй фактор связан с тем, что удешевляемый энергетический модуль (ветровой или солнечный) составляет лишь часть стоимости энергоустановки. Остальная часть, включающая в себя строительные конструкции, вспомогательное оборудование, системы управления, обеспечивающие выдачу мощности в энергосистему, также может стать дешевле, однако в гораздо меньшем объеме.

С другой стороны, коммерческая привлекательность децентрализованных установок для потребителей повышается за счет того, что развиваются новые технологии распределенной генерации, работающие на нетрадиционных энергетических ресурсах (отходы и побочные продукты производства) и утилизирующие вторичное низкопотенциальное тепло в промышленности, ЖКХ и на транспорте, а также в домашних хозяйствах.

**2. Радикальное удешевление и массовое распространение стационарных и мобильных технологий накопления электроэнергии на базе аккумуляторных батарей.** В настоящее время единственной хорошо освоенной технологией аккумулирования электроэнергии являются гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС), преобразующие электроэнергию в потенциальную энергию запаса воды, используемую в нужное время аналогично обычной ГЭС. Как и любая система аккумулирования, ГАЭС является чистым потребителем электроэнергии, так как использует на 20–25 % больше электроэнергии, чем выдает обратно в энергосистему. Они являются крупными системно-ориентированными накопителями, тогда как для нового поколения технологий производства и небольших потребителей электроэнергии требуются распределенные системы накопления, позволяющие решать новые задачи:

- обеспечивать управляемую выдачу мощности от НВИЭ с неравномерной выработкой (ветро- и солнечные электростанции) с учетом потребностей энергосистемы, что позволит оптимизировать загрузку генерирующих и сетевых активов в энергосистеме, а также сократить необходимые вводы новых мощностей;
- расширять возможности потребителей по ценозависимому управлению спросом (demand response), позволяя им активно влиять на ценовое равновесие на рынке электроэнергии.

Растущая необходимость технологического ответа на эти требования привела к активному развитию научных разработок, пилотных и первых коммерческих проектов в сфере накопления электрической энергии на основе аккумуляторных батарей большой емкости (BESS) и распределенных (DESS), которые позволяют кардинально повысить гибкость принимаемых решений и расширить сферу применения по отношению к используемой более ста лет традиционной технологии на основе ГАЭС (Рисунок 2.22).

**Рисунок 2.22 – Функциональное разнообразие систем накопления электроэнергии для решения задач в энергосистеме и у потребителей**

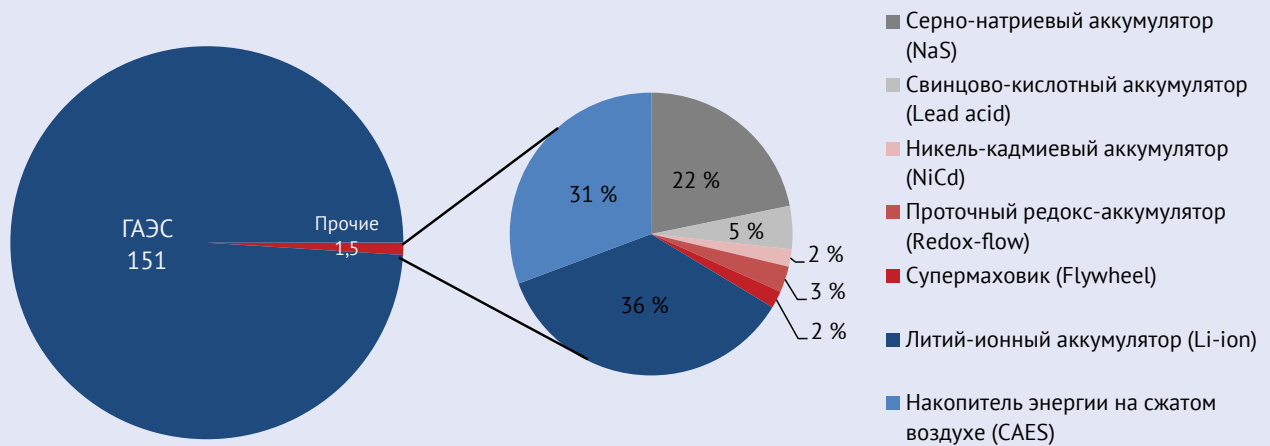


Источник: EPRI. *Functional Requirements for Electric Energy Storage. Applications on the Power System Grid. Technical update, Dec., 2011*

Для использования вместе с НВИЭ или устройствами потребителей в настоящее время апробируется целый ряд технических решений на базе различных типов физико-химических процессов (Рисунок 2.23).



Рисунок 2.23 – Современная структура используемых систем накопления электроэнергии



Источник: IEA Energy Technology Perspectives, 2016

Неопределенность показателей стоимости технологий, которые могут быть использованы для управления выработкой НВИЭ-электростанций или нагрузкой потребителей, пока остается весьма высокой (оценки различаются более чем вдвое). При этом один и тот же физико-химический тип накопителей имеет существенно разную стоимость в зависимости от продолжительности рабочего цикла (секунды, минуты или часы), а также единичной мощности (от киловатт до мегаватт). Как и в случае с солнечными и ветровыми электростанциями, стоимость самого аккумулирующего элемента составляет лишь часть от общей стоимости энергоустановки. Если для крупных накопителей (свыше 1 МВт) аккумулирующий элемент составляет до 80 % от общей стоимости, то для бытовых установок (до 10 кВт) его доля снижается до 60 %. Таким образом, удешевление накопителей, при котором будет обеспечено их рыночно-мотивированное, а не тарифно-стимулируемое массовое использование, потребует не только улучшения основной технологии, но и снижения остальных составляющих затрат энергоустановки.

Прогресс в этом направлении дает основания для оптимизма: по различным оценкам, в 2013–2016 гг. было обеспечено в среднем двукратное снижение стоимости разных типов аккумулирующих элементов с продолжительными периодами работы (Li-ion, Zn, flow batteries) и примерно такое же снижение остальных затрат энергоустановки. В ближайшие три года прогнозируется дальнейшее снижение стоимости аккумулирующих элементов этих типов еще в 1,5 раза, и еще в 1,5 раза к 2025 г. С учетом продолжающегося, хотя и более медленного снижения стоимости остальной части энергоустановки, к 2020 г. ожидается снижение средней стоимости ввода 1 кВт накопителей примерно на 40 %. Перспективы дальнейшего удешевления (после 2025 г.) пока остаются туманными, так как к этому сроку ожидается выход на насыщение «кривой обучения» для уже рассматриваемых и тестируемых типов аккумулирующих элементов и потребуются качественный переход к новым типам на базе иных физико-химических процессов.

Еще одним фактором, влияющим на рыночные перспективы накопителей, являются их эксплуатационные характеристики. Совершенствование технологий в ближайшие годы, безусловно, будет сопровождаться ростом КПД и сокращением эксплуатационных затрат энергоустановок, однако наибольшие риски связаны с эффектом нарастающего износа (или «деградации») аккумулирующих элементов при сотнях и тысячах рабочих циклов, со снижением их способности набирать и хранить требуемый объем электроэнергии. Реалистичная оценка этих рисков привела к тому, что эффект деградации стал предметом специальных исследований и должен учитываться в расчетах эффективности накопителей.

В целом, по оценке Bloomberg New Energy Finance<sup>7</sup>, суммарная емкость накопителей электроэнергии (за исключением ГАЭС) к 2024 г. составит 81 ГВт·ч, увеличившись в 28 раз по сравнению с 2016 г. (2,9 ГВт·ч), однако это все же по-прежнему будут очень незначительные объемы относительно общего спроса или производства электроэнергии на базе НВИЭ.

**3. Переход к новым принципам управления энергосистемами и организации рыночных операций на базе новых информационных технологий.** Резкое повышение производительности компьютерных технологий, систем передачи, накопления и обработки информации, интегрированных в глобальную информационную сеть Интернет, «умных счетчиков» и т. д. в сочетании с технологиями искусственного интеллекта позволяет радикально улучшить управляемость всех элементов энергосистемы (вплоть до отдельных бытовых приборов).

7 Global Energy Storage Forecast, 2016-24, Bloomberg New Energy Finance, 2016.

Прежде всего, появление нового типа массового потребителя, так называемого просьюмера, задает новый формат взаимодействия с энергосистемой: вместо пассивного одностороннего он переходит к активному двустороннему взаимодействию за счет собственных возможностей по децентрализованному производству электроэнергии и по управлению спросом (demand response). Новые технологические возможности потребителя поддерживаются новой информационной средой, позволяющей автоматизировать сбор данных о нагрузке, а на базе автоматических, в том числе использующих искусственный интеллект, систем управления – оперативно принимать решения о ее изменении с учетом текущей балансовой ситуации в энергосистеме и ценовой ситуации на рынке.

Следующим шагом в этом направлении является разработка технологий виртуальных электростанций и агрегаторов спроса, которые обеспечивают централизованное управление режимами групп источников распределенной генерации или управляемых нагрузок потребителей разного типа. В настоящее время реализуется целый ряд проектов по апробации технологий виртуального агрегирования по ресурсам распределенной генерации и управляемого спроса. В ряде стран и рынков каждый из этих ресурсов уже стал заметной составляющей баланса энергосистемы. Так, в рамках аукционов мощности в пуле PJM<sup>8</sup> в течение ближайших 4 лет дополнительный прирост мощности на 50–80 % обеспечивается ресурсами управления спросом. По прогнозам консалтинговой компании Navigant, мировой объем управления потреблением (demand response) вырастет с 39 ГВт в 2016 г. до 144 ГВт в 2025 г.<sup>9</sup>

Интенсивное развитие распределенных центров генерации и активного потребления потребует изменения структуры и режимов работы распределительной, а с нарастанием объемов «новой энергетики» – и основной электрической сети. Ключевыми требованиями здесь становятся: гибкость и оперативность изменения режимов работы, расширение технических возможностей по адаптивности сети к изменению состава генерирующих источников и потребителей. Именно эти требования закладываются при разработке национальных стратегий создания «умных сетей» (Smart Grid). Реализация этих стратегий на горизонте 2030–2035 гг. создаст новый тип инфраструктуры энергоснабжения, адекватный появляющейся новой энергетике и запросам активных потребителей.

Изменение технологической парадигмы энергоснабжения будет сопровождаться и качественным изменением рыночной среды. Новые технологии распределенного производства, управляемого потребления, виртуального агрегирования ресурсов создают принципиально новые условия для развития высококонкурентного розничного рынка, построенного на базе высокоавтоматизированных локальных торговых площадок по торговле электроэнергией, системными и более комплексными, энергоинформационными услугами. Основными участниками такого рынка становятся просьюмеры и виртуальные агрегаторы ресурсов, составляющие все более мощную конкуренцию традиционной системной генерации (Рисунок 2.24).

**Рисунок 2.24 – Новые технологические возможности просьюмера для повышения конкуренции на электроэнергетических рынках**



Источник: ИНЭИ РАН

<sup>8</sup> Base Residual Auction Results PJM (2012–2014).

<sup>9</sup> Market data: demand response. Navigant research, 2016.

Развитие принципиально новых платежных технологий (например, блокчейн-решения и автоматические «умные контракты», позволяющие заключать множество сделок с минимальными транзакционными издержками) создает основу для обслуживания практически неограниченного количества мелких транзакций между отдельными участниками на электроэнергетических рынках, в том числе проводимых в автоматическом режиме.

Главным результатом всех этих изменений является формирование базовых условий для эффективной конкуренции: появление большого числа участников, каждый из которых не обладает рыночной властью, а также свободный доступ на рынки и выход с них. При этом за счет распределенных торговых площадок конкуренция участников дополняется конкуренцией рынков, на каждом из которых создаются условия для формирования классического баланса эластичных кривых предложения и (что практически отсутствует сейчас) спроса.

Подобное фундаментальное изменение всей парадигмы электроснабжения позволяет устранить конфликты между новой энергетикой и существующей технологической и рыночной средой:

- в электроэнергетике создаются новые возможности для выравнивания загрузки и более интенсивного использования активов взамен их постоянного экстенсивного развития, что позволяет снизить необходимую установленную мощность генерации и дает экономию капитальных и операционных затрат;
- через новые рыночные конкурентные механизмы эта экономия должна транслироваться в снижение стоимости энергоснабжения потребителей, обеспечивая экономию в их счетах;
- за счет новых адаптивных возможностей энергосистемы эта экономия будет дополнена снижением потерь потребителей из-за низкой надежности и ненадлежащего качества поставок электроэнергии и общей оптимизации работы сетей;
- экономия затрат потребителей на энергоснабжение ведет к росту их конкурентоспособности и дает мультипликативный эффект на уровне всей экономики.

В Вероятном сценарии предполагается удешевление накопителей вдвое к 2030 г. В сочетании с возможностями (хотя и частично ограниченными) по передаче технологий в развивающиеся страны это ведет к началу масштабной трансформации системы электроснабжения ближе к 2040 г.

Благоприятный сценарий, наиболее способствующий распространению новых технологий, предполагает к 2040 г. более быстрый прогресс (в частности, удвоение мощностей накопителей) по сравнению с Вероятным сценарием. В результате обеспечивается описанное выше повышение эффективности всей системы электроснабжения без пропорционального роста генерирующих мощностей – экономия на всех стадиях в этом сценарии максимальна, но в значительной мере она компенсируется более быстрым ростом экономики и, соответственно, более высоким спросом на электроэнергию.

В Критическом сценарии жесткие финансовые ограничения и ограниченный трансфер технологий приводят к тому, что эти изменения в электроэнергетике не выходят за рамки узкого круга развитых стран.

## Атомная энергетика

Вопреки многочисленным ожиданиям во времена появления первых АЭС в 1950–1960-е гг., атомная энергетика так и не стала доминирующим источником энергии. В настоящее время она обеспечивает только 5 % мирового потребления энергии. На перспективу до 2040 г. все сценарии предполагают рост использования атомной энергии с темпами более высокими, чем темпы роста энергопотребления, что позволит атому нарастить свою долю до 7 %<sup>10</sup>. В потреблении электроэнергии доля атома незначительно увеличится: с 10,5 % в 2015 г. до 11,0–11,4 % в 2040 г. При этом тенденции в развитии атомной энергетики будут различными для развитых и развивающихся стран. В странах ОЭСР ожидается падение доли АЭС в производстве электроэнергии с 17,9 % в 2015 г. до 17,5–17,7 % в 2040 г. В не-ОЭСР доля атомной энергии, напротив, вырастет с 4,5 % в 2015 г. до 7,9–8,1 % в 2040 г.

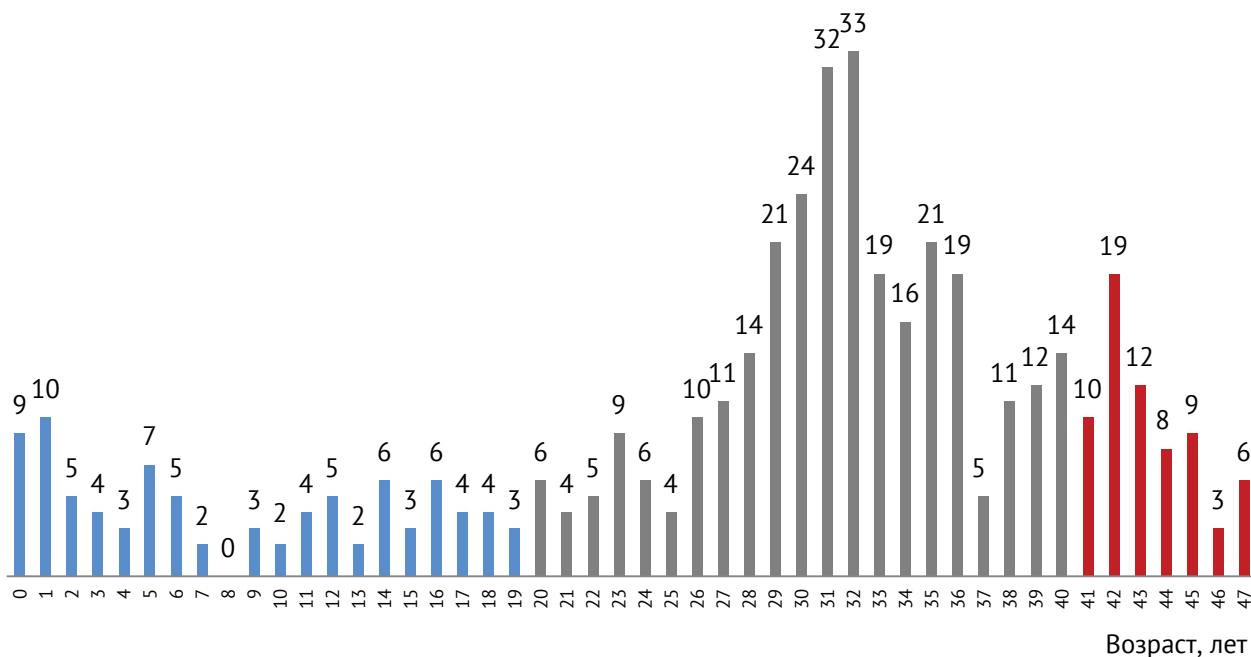
В предыдущих выпусках «Прогноза» мы отмечали, что тяжелым бременем для многих стран станет необходимость вывода из эксплуатации значительного числа блоков АЭС, проектный период функционирования которых заканчивается в ближайшие десятилетия. Поэтому сроки эксплуатации многих действующих атомных энергоблоков продлеваются, как правило, с 40 до 60 лет. Из 450 действующих в мире энергоблоков 15 % эксплуатируются уже более 40 лет (Рисунок 2.25), и к 2040 г. предстоит вывод из эксплуатации около 30 % действующих в настоящее время атомных мощностей.

Рисунок 2.25 – Возраст действующих в мире энергоблоков на октябрь 2016 г.

**Реакторы с возрастом до 20 лет составляют около 20% от действующих**

**Заканчивается средний срок эксплуатации в течение ближайших 20 лет (без продления)**

**Реакторы с возрастом более 40 лет составляют 15% от действующих**



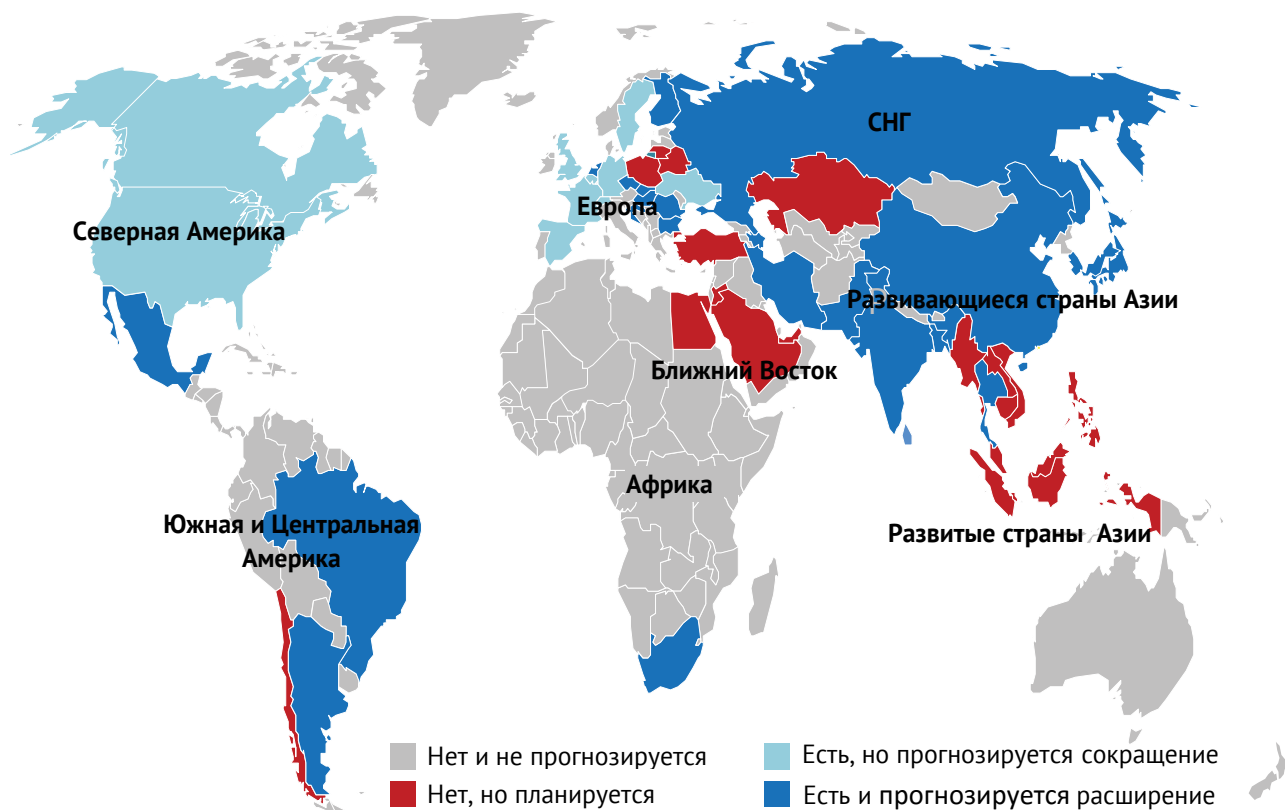
Источник: база PRIS, октябрь 2016 г.

<sup>10</sup> Ни в одном из рассматриваемых сценариев «Прогноза» не предполагается крупных аварий на АЭС, которые могут оказать существенное воздействие на энергополитику стран.

Существенное снижение атомных мощностей (на 20 %) к 2040 г. произойдет в странах Европы (Бельгия, Германия, Испания, Франция, Швеция, Великобритания, Швейцария) в силу принятых политических решений об отказе или сокращении использования атомной энергии. В Северной Америке на протяжении всего рассматриваемого периода объем атомных мощностей в Вероятном и Критическом сценариях снизится на 0,2 и 1,8 % соответственно, а в Благоприятном – увеличится на 3 %, что будет отражать различие в спросе на энергию по сценариям.

В целом по миру перспективы атомной энергетики имеют разнонаправленный характер, но число стран, где эксплуатируются АЭС, будет увеличиваться (Рисунок 2.26).

Рисунок 2.26 – Использование атомных мощностей с 2016 по 2040 г. по странам мира, Вероятный сценарий



Источник: ИНЭИ РАН

Существенный рост атомных мощностей (в 5 раз) обеспечат развивающиеся страны Азии, в основном за счет Китая и Индии. Помимо них ряд стран этого региона также планирует начать развитие собственной атомной промышленности (Вьетнам, Индонезия, Малайзия и др.).

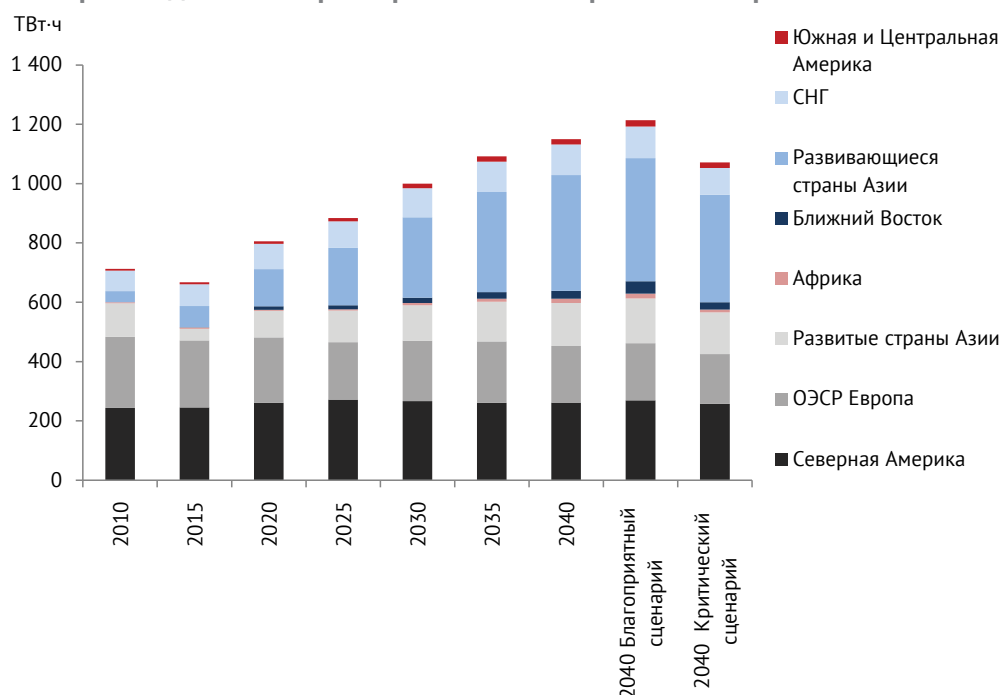
Список европейских стран, использующих атомную генерацию, планирует пополнить Литва, Польша и Турция. Несмотря на этот приход новых игроков, в Европе производство электроэнергии на АЭС в рассматриваемый период сократится на 19 % в Вероятном сценарии, на 15 % – в Благоприятном и на 27 % в – Критическом.

Впервые ввод АЭС ожидается в некоторых странах СНГ (Казахстан, Белоруссия), в этом регионе производство вырастет на 49 % в Вероятном сценарии, на 53 % – в Благоприятном сценарии и на 32 % – в Критическом сценарии.

На Ближнем Востоке в прогнозируемый период ожидается рост производства с 0 до 102 ТВт·ч в Вероятном сценарии (сопоставимо с текущим производством в Канаде) и до 160 ТВт·ч в Благоприятном сценарии (сопоставимо с текущим производством в Южной Корее) – Рисунок 2.27. Ожидается строительство первых энергоблоков в Саудовской Аравии, ОАЭ, Израиле, Иордании.

Рост атомных мощностей в странах не-ОЭСР позволит им к 2040 г. приблизиться к показателям стран ОЭСР по объемам производства атомной электроэнергии. В Вероятном сценарии доля развивающихся стран в мировом производстве атомной энергии увеличится в 3 раза – с 17 % в 2010 г. до 51 % к 2040 г.

Рисунок 2.27 – Производство электроэнергии на АЭС по регионам мира



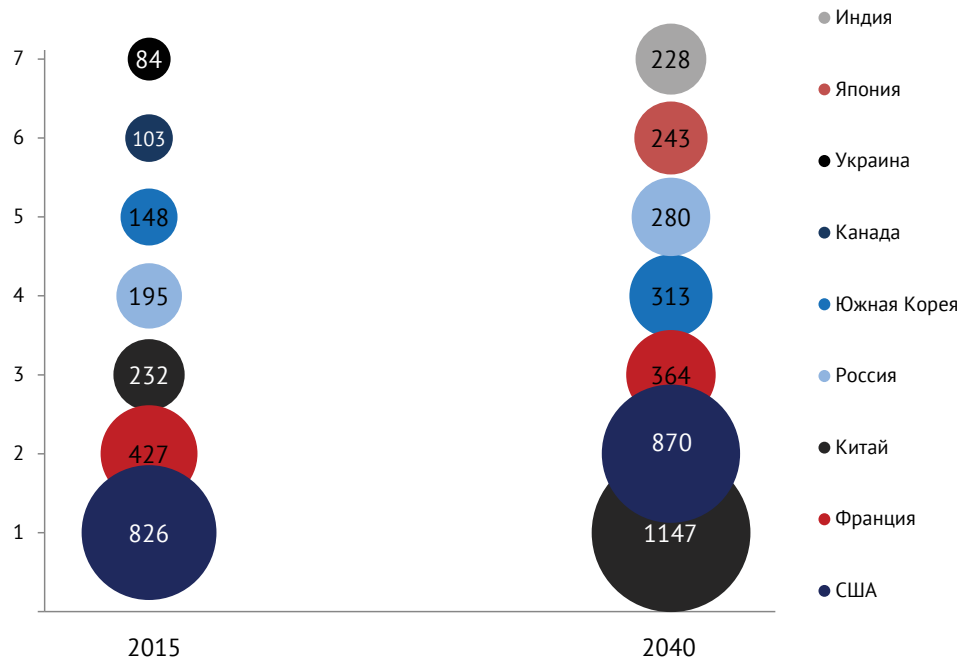
Источник: ИНЭИ РАН

Из развитых стран Азии только в Японии к 2040 г. ожидается значительный рост выработки атомной энергии по сравнению с 2015 г., когда атомная генерация в основном была заморожена и осуществлялась лишь двумя перезапущенными энергоблоками. Из-за аварии на АЭС «Фукусима» в 2011 г. и связанных с ней последствий Япония только к 2040 г. выйдет на уровень 2003 г. по выработке электроэнергии на АЭС, а уровня 2010 г. в прогнозируемом периоде достигнуть так и не сможет.

В 2015 г. лидерами по выработке электроэнергии на АЭС были США, Франция и Китай, к 2040 г. ожидается выход на 1-е место Китая, который увеличит выработку атомной энергии в 5 раз. США займут 2-е место. Франция со 2-го места в 2015 г. переместится на 3-е, сокращение выработки атомной энергии в стране составит 15 %. Россия с 4-го места в 2015 г. опустится на 5-е, даже невзирая на рост выработки к 2040 г. на 43 %. В Южной Корее к 2040 г. выработка электроэнергии на АЭС возрастет в 2 раза, и страна будет занимать 4-е место (Рисунок 2.28). Япония, как ожидается, выйдет на 6-е место, перезапустив свои атомные реакторы после прохождения процедур сертификации на соответствие новым правилам безопасности. Индия, благодаря росту выработки атомной энергии в 5 раз к 2040 г., выйдет на 7-е место.



Рисунок 2.28 – Место стран в мире по выработке электроэнергии на АЭС (левая шкала) и объемы выработки в ТВт-ч (размер круга), Вероятный сценарий



Источник: ИНЭИ РАН

В рассматриваемом периоде есть вероятность появления в отрасли технологий нового поколения. Запуск в эксплуатацию реакторов, имеющих лучшие характеристики по безопасности, решающих проблему нераспространения ядерного оружия и функционирующих на отработанном уране, может открыть для атомной отрасли новые перспективы при условии неувеличения затрат на производство энергии. В «Прогнозе» предполагается возможность появления реакторов нового поколения и постепенный переход на этот тип при строительстве новых АЭС. Но, учитывая длительные инвестиционные циклы атомной отрасли, преобразить энергетический мир в ближайшие 25 лет данные технологии будут не в состоянии, хотя в дальнейшем, в случае успехов в исследованиях и применения первых образцов, можно ожидать существенного расширения использования данных энергоблоков.

Одним из перспективных направлений использования атомной энергетики могут быть малые энергоблоки. Они наиболее привлекательны в местах, где ограничен доступ к получению электроэнергии в больших объемах по адекватной стоимости другими способами. Но более высокие, чем на крупных энергоблоках, затраты на производство энергии и необходимость принятия значительных усилий по обеспечению безопасности, включая террористические угрозы, будут сдерживать массовое распространение подобных решений. Все три сценария «Прогноза» предполагают расширение использования малых АЭС в отдельных странах, но в ограниченном масштабе.

Сегодня атомная энергия в мирных целях используется, преимущественно для производства электроэнергии, и на специализированном водном транспорте, но в перспективе ожидается расширение ее применения в теплоснабжении и для опреснения воды. Последнее особенно актуально для стран Ближнего Востока и Африки.

## Возобновляемые источники энергии

В сумме возобновляемые источники энергии<sup>11</sup> по состоянию на 2015 г. обеспечивают около 15 % мирового первичного энергопотребления, но при этом доля новых видов ВИЭ (НВИЭ – энергия солнца, ветра, приливов, геотермальных источников, волн и пр.) составляет только 2 %. Остальные 13 % – это другие виды ВИЭ, включая гидроэнергию и традиционную биомассу.

За 10 лет – с 2006 по 2015 г. – НВИЭ показали впечатляющую динамику развития: мощности береговой ветроэнергетики продемонстрировали прирост почти в 6 раз – до 416,6 ГВт, а солнечной (PV) энергетики – в 37 раз, до 223,9 ГВт.

В перспективе до 2040 г. НВИЭ продемонстрируют самые высокие темпы роста среди всех рассматриваемых энергоресурсов, в Вероятном сценарии – около 5 % ежегодно. Такие высокие темпы объясняются приоритетами этого направления в энергополитике многих государств мира, быстрым развитием технологий, обеспечивающих удешевление производства, а также «эффектом низкой базы».

Гидроэлектростанции будут оставаться одним из самых дешевых способов получения электроэнергии, но для многих стран потенциал дальнейшего наращивания мощностей ГЭС ограничен имеющимися водными ресурсами. Поэтому, если в целом по миру прирост производства электроэнергии с использованием гидро составит 40 % в Вероятном сценарии с 2015 по 2040 г., то в странах ОЭСР это будет только 6 %.

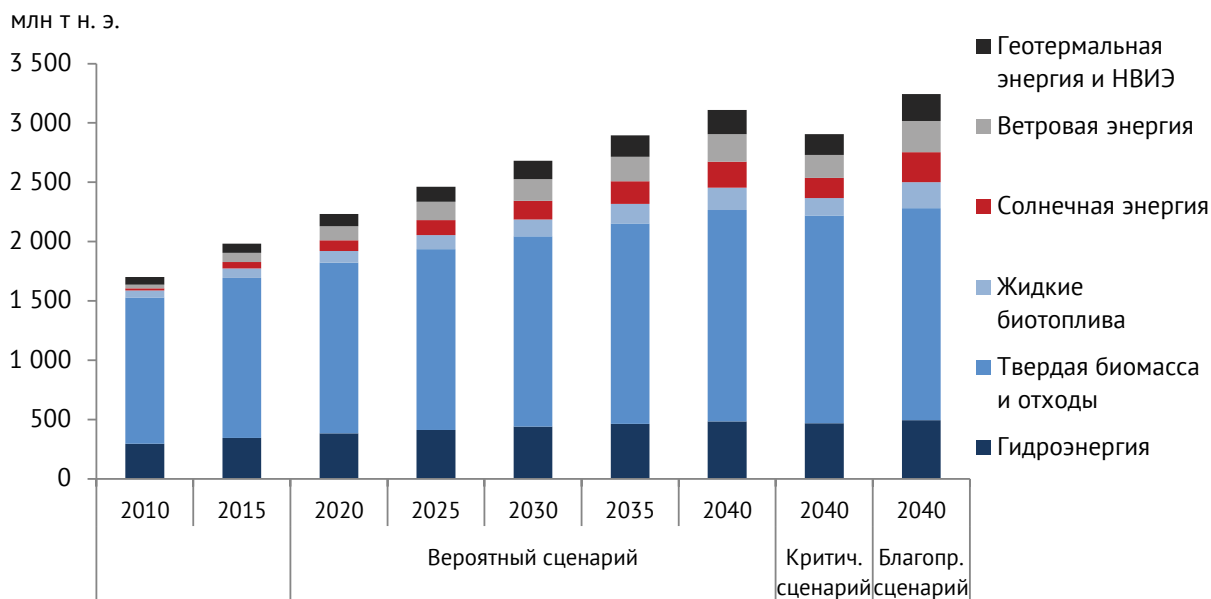
Биоэнергия останется самым доступным энергоресурсом для бедных стран, а в виде новых технологических решений (топливные гранулы и др.) сможет расширить свое применение и на развитых энергетических рынках. Это позволит биоэнергии увеличить объемы использования на 32 % в Вероятном сценарии и остаться наиболее востребованным энергоресурсом среди ВИЭ.

Трансфер технологий вместе с уровнем господдержки будут определяющими для темпов расширения использования ВИЭ

В Вероятном сценарии за период 2015–2040 гг. твердая биомасса и отходы останутся ключевым по объемам ресурсом ВИЭ, но прирост будет минимальный в сравнении с другими видами – только 1,3 раза. При этом использование жидких биотоплив увеличится в 2,3 раза, ветровой энергии – в 3,1 раза, солнечной – в 4 раза. (Рисунок 2.29). В целом доля всех ВИЭ в мировом энергобалансе вырастет в этом сценарии с 15 % в 2015 г. до 18 % в 2040 г., в т. ч. НВИЭ с 1,5 до 3,7 %. В Благоприятном сценарии прирост использования НВИЭ будет более динамичным, чем в Вероятном, что прежде всего связано с активным трансфером технологий между странами. В Критическом сценарии, напротив, рост использования НВИЭ замедлится из-за ограниченных финансовых возможностей и многочисленных барьеров на пути распространения технологий. Разница между показателями Благоприятного и Критического сценариев на 2040 г. составляет для солнечных установок 50 %, а для ветряных – 35 %.

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

Рисунок 2.29 – Прогноз потребления ВИЭ по видам по сценариям

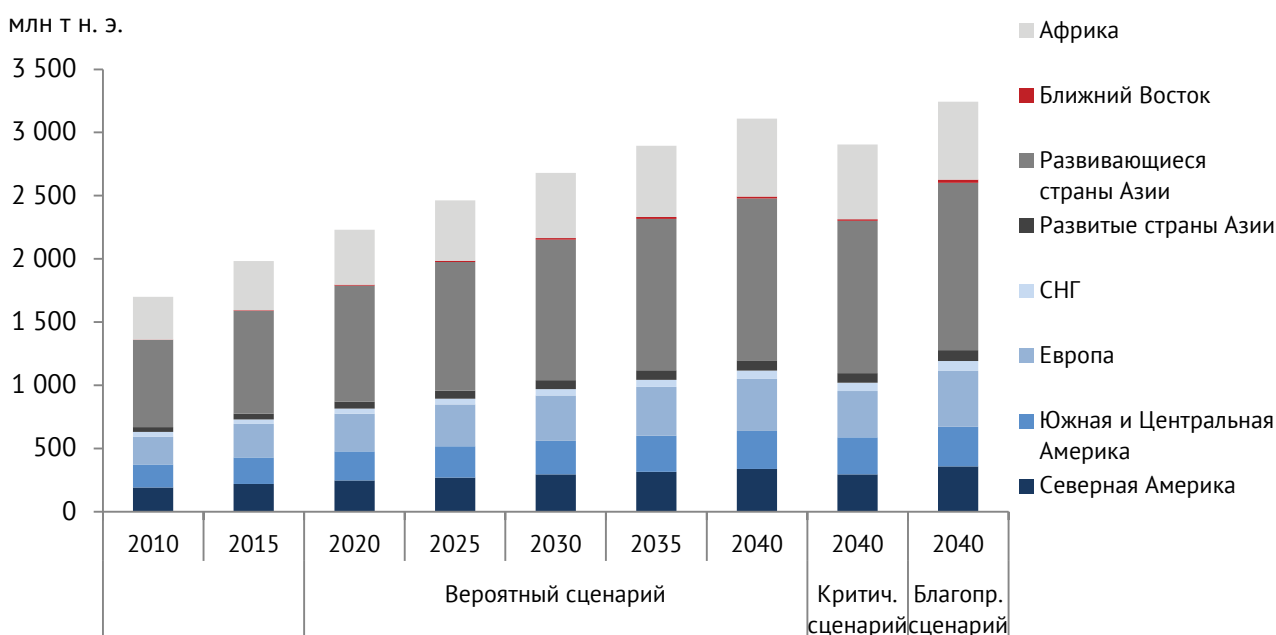


Источник: ИНЭИ РАН

В региональном разрезе основной прирост объемов использования ВИЭ ожидается в развивающихся странах Азии – на 58 % за 2015–2040 гг. (Рисунок 2.30). Однако в этом регионе, несмотря на самый большой абсолютный прирост потребления ВИЭ, их доля в энергобалансе увеличится только на 1 % – до 17 % (Рисунок 2.31). Это связано со значительным расширением энергопотребления и использования других топлив.

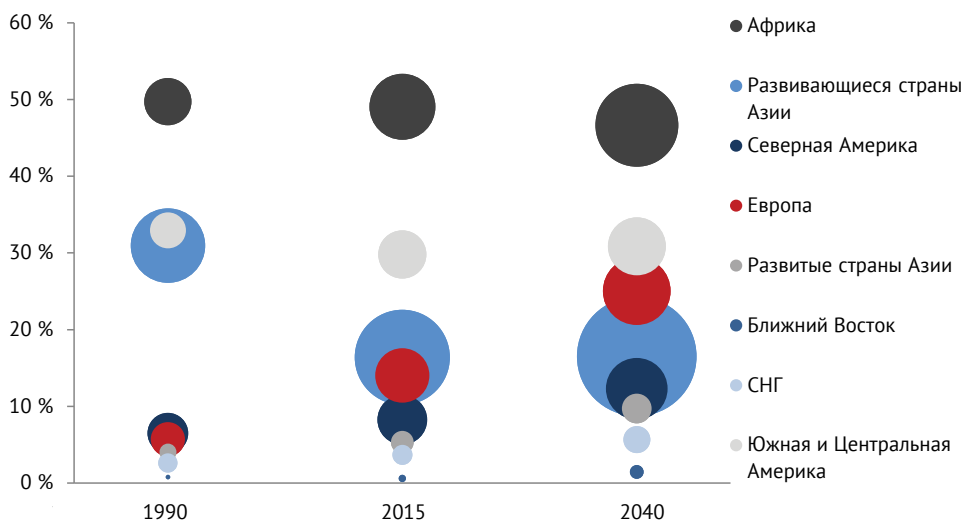
В Европе прирост объемов потребления ВИЭ составит 56 %, при этом именно в Европе быстрее всего будет расти доля ВИЭ в энергобалансе. Это связано с политикой активной поддержки возобновляемой энергетики на фоне прохождения пика энергопотребления.

Рисунок 2.30 – Прогноз потребления ВИЭ по регионам мира по сценариям



Источник: ИНЭИ РАН

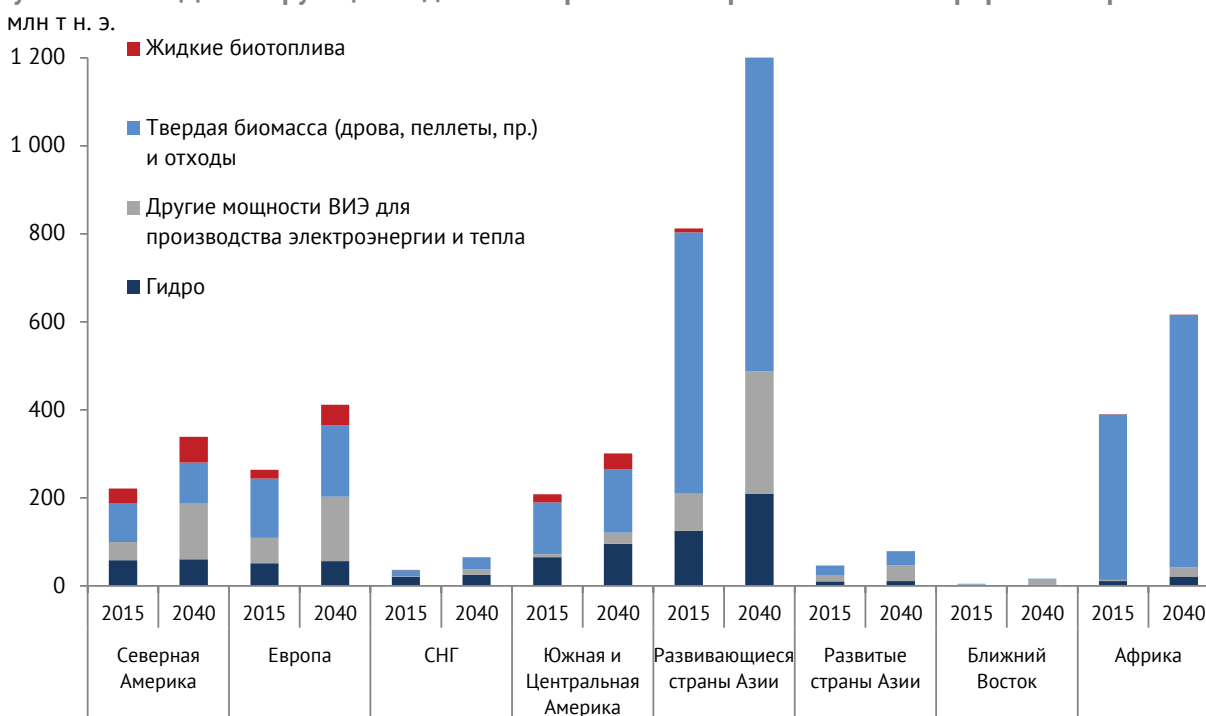
Рисунок 2.31 – Доля ВИЭ в энергобалансе регионов (левая шкала) и объемы потребления (размер круга), Вероятный сценарий



Источник: ИНЭИ РАН

Если в 2015 г. в структуре мирового потребления ВИЭ доминирует традиционная биомасса, то к 2040 г. в развитых странах Европы и Северной Америки она, безусловно, уступит свои позиции НВИЭ, которые увеличат свою долю с 18 до 37 % в Северной Америке и с 22 до 35 % в Европе. В развивающихся странах Азии НВИЭ не опередят по доле биоэнергию, но прирост будет высокий – с 10 до 22 %. И только в Африке сохранится безусловное доминирование традиционной биомассы (Рисунок 2.32). В развивающихся странах Азии безусловным лидером по развитию возобновляемых источников энергии станет Китай, США переместятся на 2-е место, а на 3-ю позицию выйдет Индия, опередив Германию и Японию.

Рисунок 2.32 – Доминирующие виды ВИЭ по регионам мира и показатели прироста потребления



Источник: ИНЭИ РАН

**Удешевление НВИЭ**

В течение последних 10 лет на фоне развития технологий наблюдается устойчивое повышение конкурентоспособности НВИЭ. Средневзвешенная стоимость электроэнергии, полученной на новых установках, введенных в строй в 2015 г., составила 0,06 долл./кВт·ч для биомассы, 0,08 долл./кВт·ч для геотермальных станций, 0,05 долл./кВт·ч для гидростанций и 0,06 долл./кВт·ч для береговых ветроустановок. Эти технологии максимально приближаются по стоимости к станциям, работающим на ископаемых топливах, с их ценами в диапазоне между 0,045 долл./кВт·ч и 0,14 долл./кВт·ч.

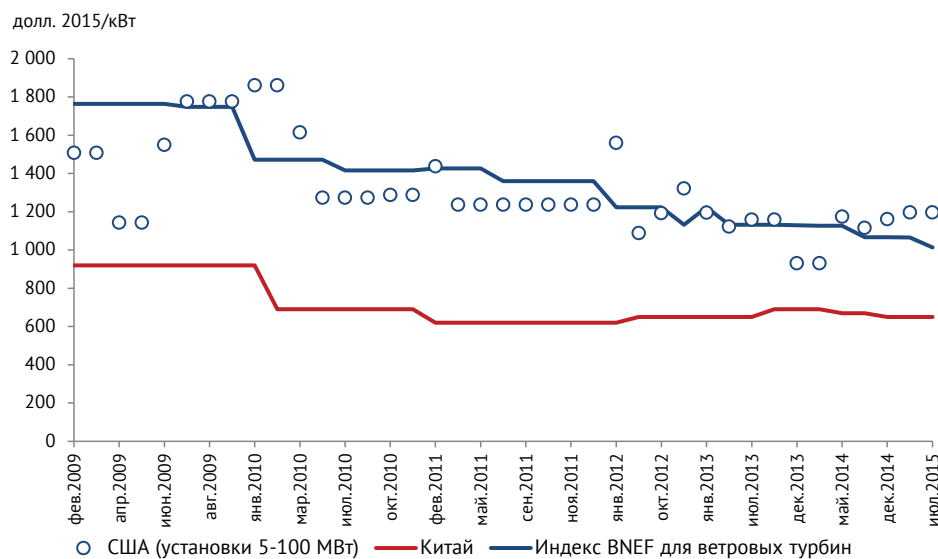
Стоимость электроэнергии, произведенной на солнечных тепловых станциях (CSP) и шельфовых ветропарках, пока остается достаточно высокой (в среднем 0,24 долл./кВт·ч и 0,165 долл./кВт·ч соответственно в 2015 г.), хотя отдельные проекты оказываются конкурентоспособными по сравнению с топливной энергетикой. Стоимость наиболее зрелых видов ВИЭ – биомассы, геотермальной и гидроэнергетики оставалась достаточно стабильной в период с 2010 г.

**Ветровая энергетика**

Наземные ветропарки на данный момент являются наиболее конкурентоспособными источниками получения электроэнергии на основе НВИЭ, благодаря снижению удельных капитальных затрат. Последовательное совершенствование конструкций ветровых турбин вместе с увеличением единичной мощности агрегатов позволиликратно снизить удельные капитальные затраты для ветроустановок (Рисунок 2.33) и, соответственно, стоимость производимой электроэнергии. По оценке IRENA (2016), каждое удвоение единичной мощности ветроэлектростанций обеспечивало снижение удельной стоимости их строительства в среднем на 7 %.

В результате в период с 1983 по 2015 г. удельные капитальные затраты в ветроэнергетике сократились с 4,766 долл./кВт до 1,550 долл./кВт, а средневзвешенная цена произведенной энергии упала с 0,38 долл./кВт·ч до 0,06 долл./кВт·ч, чему способствовало повышение загрузки ветряных станций. При этом самая низкая средневзвешенная стоимость электроэнергии в береговых ветропарках наблюдается в Азии, прежде всего в Китае, а также в США (0,06 долл./кВт·ч). Для европейских стран этот показатель составляет около 0,07 долл./кВт·ч<sup>12</sup>.

**Рисунок 2.33 – Удельная стоимость ветровых турбин в США, Китае и мире (индекс цен ветровых турбин агентства Bloomberg New Energy Finance)**



Источник: IRENA (2016)

В целом технологии наземной ветровой энергетики уже являются зрелыми, поэтому для ближайших 10–15 лет оценки их удешевления достаточно консервативны: по прогнозу Международного агентства по возобновляемой энергии (IRENA 2016), к 2025 г. удешевление составит не более 12 %; МЭА (2014) прогнозирует удешевление ветряных электростанций на суше всего на 10–15 % к 2035 г.

Потенциал удешевления технологий ветроэнергетики уже во многом исчерпан, по различным оценкам, кратных снижений больше происходить не будет, но уменьшение затрат некоторых технологий ВЭС до 40 % к 2040 г. возможно.

Технологии морской ветроэнергетики остаются менее освоенными по сравнению с развитием наземных ВЭС, и до последнего времени тенденция укрупнения ветропарков сопровождалась ростом их удельной стоимости. Однако, по оценкам IRENA (2016), в настоящее время достигнут пик капиталоемкости морских ВЭС и в ближайшие 10 лет их стоимость может снизиться на 15 %, главным образом за счет удешевления стоимости конструкций и прочего оборудования, не относящегося к ветряной турбине (последняя составляет всего 40 % от общей стоимости морской ВЭС). Эта оценка осторожнее прогноза МЭА (2014) по удешевлению морских ветроэлектростанций к 2035 г. на 35–40 %, в котором, возможно, не учтено влияние все большего удаления этих объектов от суши. По оценке BNEF (NEO2016), цена электроэнергии, получаемой с помощью морских ветряных установок, к 2040 г. сократится на 40 %, оказавшись в диапазоне 0,040–0,045 долл./кВт·ч.

### Солнечная энергетика

В период с 2010 по 2015 г. наиболее заметно было снижение затрат в солнечной энергетике, где средневзвешенная стоимость электроэнергии, произведенной на установках мощностью свыше 1 МВт сократилась на 60 %, преимущественно за счет снижения стоимости солнечных модулей. В 2015 г. стоимость электроэнергии наиболее успешных проектов составляла 0,08 долл./кВт·ч без финансовой поддержки по сравнению с ценовым диапазоном 0,045–0,14 долл./кВт·ч для новых топливных станций (включая все экологические платежи). В настоящий момент самая низкая средневзвешенная стоимость такой электроэнергии наблюдается в Южной Америке, Китае и Индии на уровне 0,09–0,10 долл./кВт·ч, для Европы этот показатель составляет 0,15 долл./кВт·ч. Коэффициент использования солнечных (PV) установок в большинстве регионов в настоящий момент не превышает 20 %, лишь на Ближнем Востоке и в Южной Америке этот показатель составляет 26 и 32 % соответственно.

Потенциал дальнейшего снижения стоимости собственно PV-модуля оценивается не более чем в 25 %, а в целом стоимость электроэнергии, производимой солнечными электростанциями, может подешеветь, по имеющимся оценкам, на 50–60 % к 2040 г.

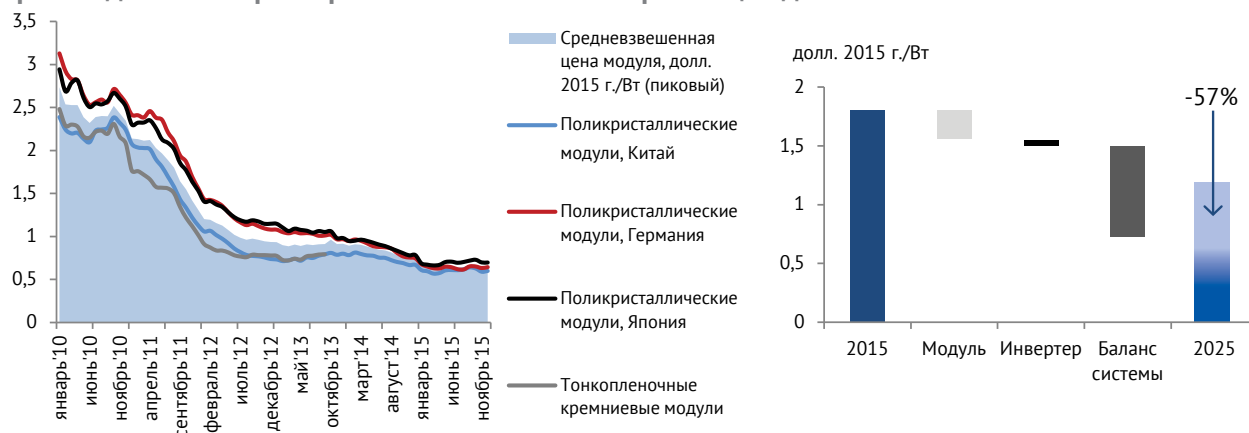
По оценке IRENA, кратное удешевление PV-модулей за последние 5–7 лет привело к снижению удельной стоимости строительства солнечных электростанций почти в 2 раза. При этом доля энергетического модуля в общих затратах снизилась с 63 до 40 %. С учетом того, что возможности дальнейшего удешевления PV-модуля оцениваются не более чем в 25 %, основной эффект сокращения удельных затрат возможен именно за счет удешевления прочего оборудования солнечных электростанций. Эксперты IRENA (2016)<sup>13</sup> ожидают снижение стоимости 1 кВт мощности (PV) солнечных электростанций на 57 % к 2025 г. (Рисунок 2.34). Это

13 IRENA Renewable cost database. The power to change: solar and wind cost reduction potential to 2025. IRENA, 2016.



несколько оптимистичнее оценок МЭА<sup>14</sup>, прогнозирующего удешевление солнечных электростанций на 45–50 % к 2035 г. По оценке BNEF<sup>15</sup>, цена электроэнергии, получаемой на солнечных станциях, сократится к 2040 г. на 60 % – до 0,04-0,05 долл./кВт·ч.

**Рисунок 2.34 – Динамика стоимости солнечных панелей и потенциал снижения стоимости производства электроэнергии на солнечной электростанции до 2025 г.**



Источник: IRENA (2016)

Значимым драйвером, способным подтолкнуть альтернативную энергетику к ускоренному развитию, стали решения климатической конференции ООН COP-21 в декабре 2015 г. Из 162 принятых национальных планов 106 делают особый акцент на ускоренном развитии возобновляемой энергетики, 74 содержат в себе конкретные цели в области применения НВИЭ для нужд генерации, отопления, охлаждения, а также в транспортном секторе. Для достижения обозначенных целей многие национальные планы определяют специальные механизмы поддержки возобновляемой энергетики (льготные тарифы (FIT) или иные схемы финансирования), поскольку в отсутствие таких мер развитие сектора оказывается недостаточным.

Однако наиболее значимым фактором повышения конкурентоспособности новых возобновляемых источников станет развитие экономически привлекательных технологий хранения энергии. В перспективе прогресс в этих технологиях может радикально повысить коэффициент использования этих мощностей и сделать такую генерацию конкурентоспособной без какой-либо дополнительной поддержки.

14 IEA World Energy Investment Outlook, 2014

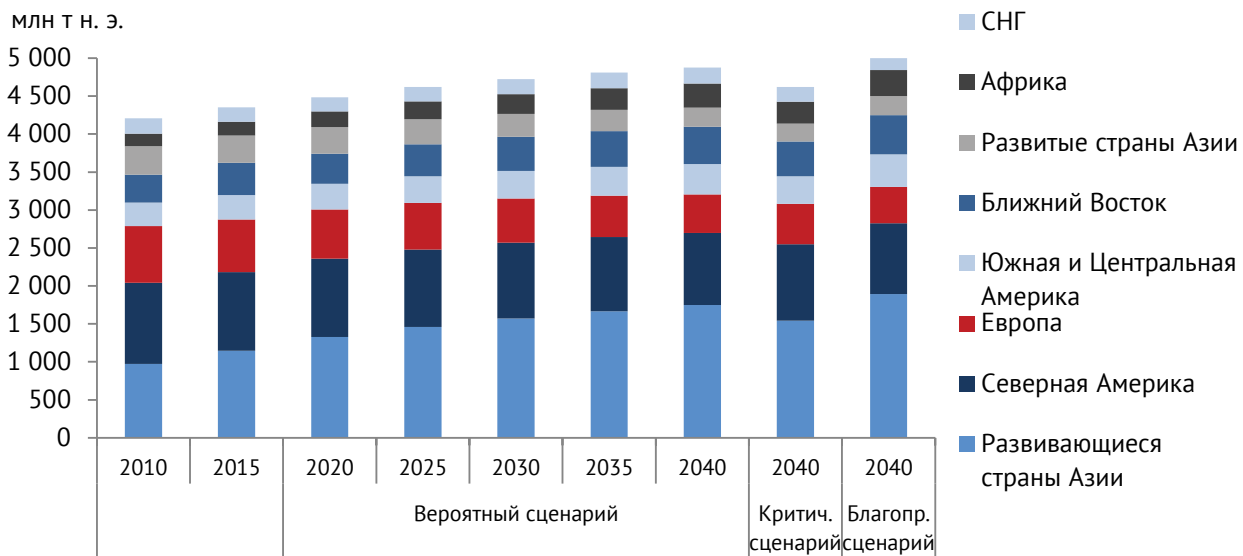
15 Bloomberg New Energy Finance, New Energy Outlook, 2016

## Рынок жидких видов топлива

### Спрос на жидкие топлива<sup>16</sup>

Мировой спрос на жидкие топлива (нефтепродукты, биотоплива, жидкие топлива, произведенные из угля (CTL) и газа (GTL)) продолжит расширяться. Однако среднегодовые темпы роста спроса составят в прогнозном периоде до 2040 г. только 0,7 % против 1,1 % за период с 1990 по 2015 гг. В абсолютном выражении спрос на жидкие топлива в Вероятном сценарии вырастет на 12 % с 2015 г. (0,6 млрд т н. э.) и к 2040 г. составит чуть менее 4,9 млрд т н. э. (Рисунок 2.35).

Рисунок 2.35 – Спрос на жидкие топлива по регионам мира по сценариям



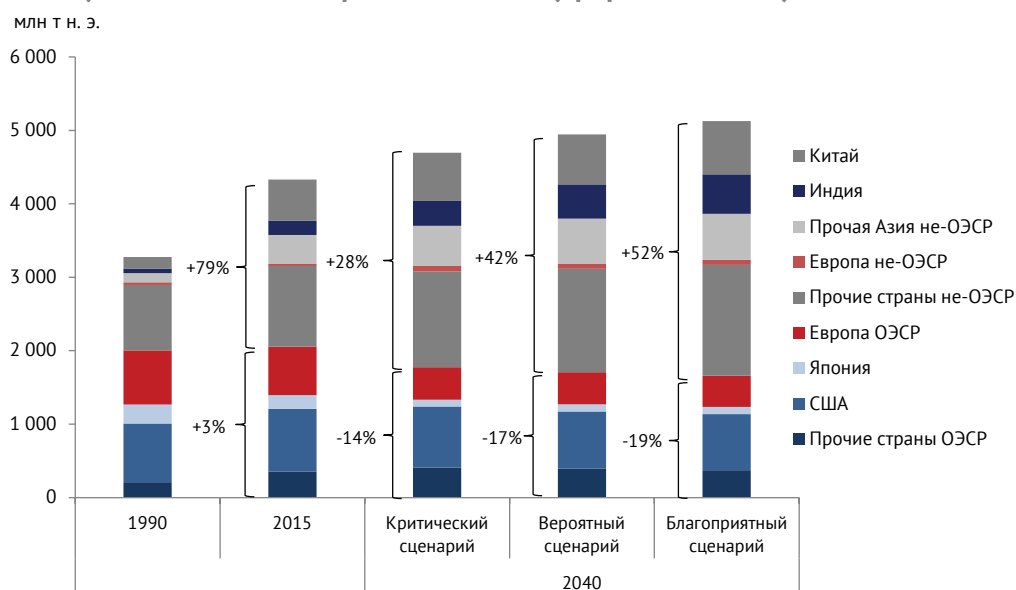
Источник: ИНЭИ РАН

Формирование мирового спроса на жидкие топлива определяется двумя группами разнонаправленных факторов: 1) экономический и демографический рост, которые стимулируют рост спроса на жидкие топлива 2) развитие энергоэффективности, межтопливной конкуренции и экологическая политика, которые его сдерживают

Основной прирост мирового спроса на жидкие топлива в прогнозном периоде придется на развивающийся мир (Рисунок 2.36), для которого экономический рост и увеличение населения пока играют при формировании спроса определяющее значение, а факторы энергоэффективности и межтопливной конкуренции хоть и замедляют темпы роста спроса, однако не могут привести к его снижению в абсолютных объемах. В большинстве развитых стран больший вес при определении изменения спроса на жидкие топлива имеет энергоэффективность, межтопливная конкуренция и экологическая политика, а в развивающихся странах - численность населения и динамика ВВП.

16 Раздел подготовлен при грантовой поддержке Российского научного фонда, проект № 14-19-01459.

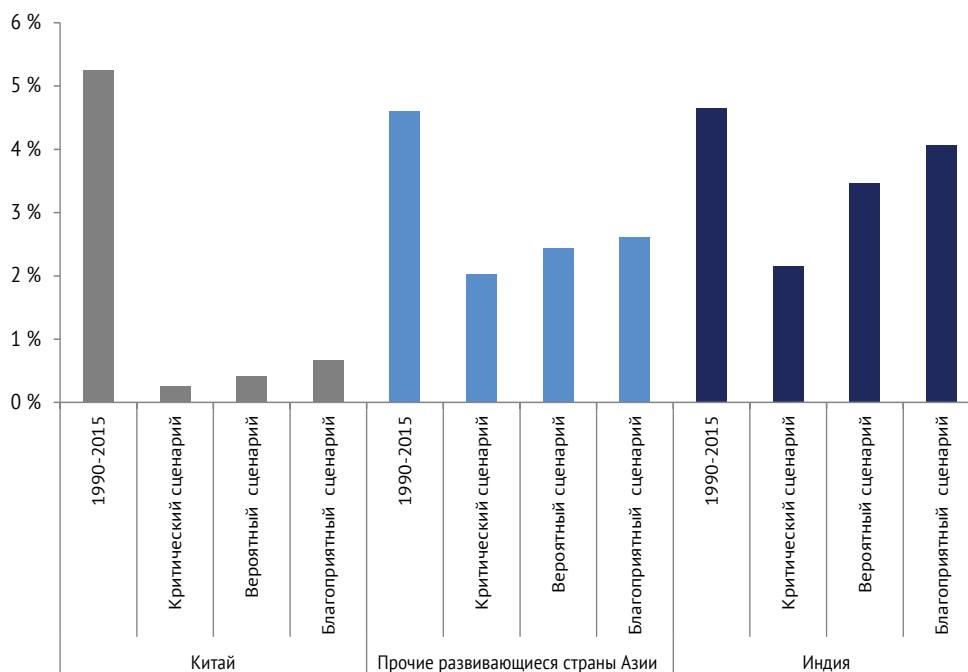
**Рисунок 2.36 – Спрос на жидкие топлива по регионам и крупнейшим странам мира в 2015 (прирост к 1990 г.) и 2040 гг. по сценариям, млн т н. э. (прирост к 2015 г.)**



Источник: ИНЭИ РАН

На долю развивающихся стран Азии к концу прогнозного периода придется до одной трети от общемирового спроса на жидкие виды топлива. Важно подчеркнуть, что ключевой прирост спроса на жидкие топлива в этом регионе теперь ожидается не за счет рынка Китая, обеспечивавшего основной прирост спроса в течение последних 20 лет, а за счет Индии, где среднегодовые темпы роста спроса хоть и снизятся от ретроспективных значений, однако останутся весьма высокими в перспективе до 2040 г. (Рисунок 2.37).

**Рисунок 2.37 – Среднегодовые темпы роста спроса на жидкие топлива за период с 1990 по 2015 гг. и с 2015 по 2040 гг. по сценариям в развивающихся странах Азии**

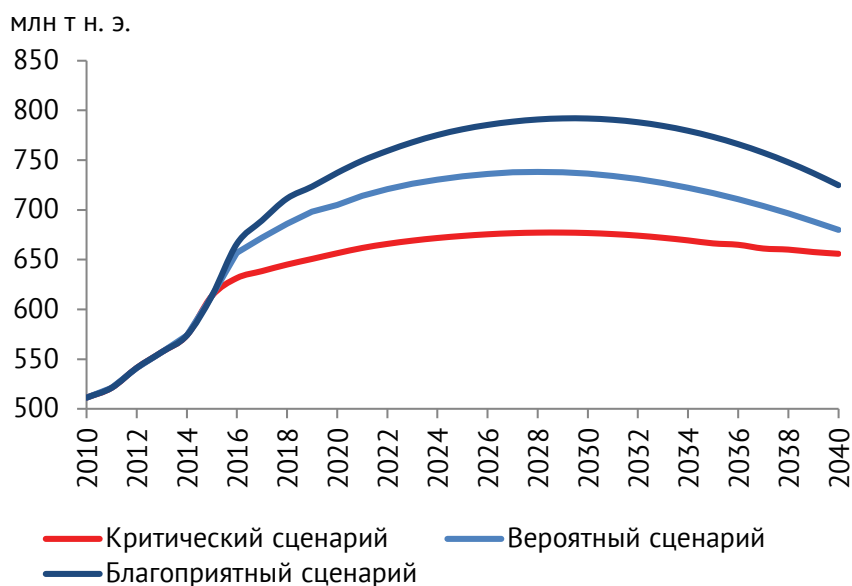


Источник: ИНЭИ РАН

Во всех сценариях Китай проходит «пик» потребления жидких видов топлива в 2030-х гг., ключевой прирост спроса на жидкие топлива в регионе Азия не-ОЭСР к 2040 г. обеспечивается за счет Индии и прочих стран Азии не-ОЭСР

Внедрение передовых стандартов топливной эффективности для новых продаваемых на китайском рынке автомобилей, государственная поддержка альтернативных видов топлива, а также структурные изменения в экономике страны (рост вклада в ВВП секторов<sup>17</sup> с низкой нефтеемкостью) позволят сдерживать темпы роста спроса на жидкие топлива (в первую очередь на нефтепродукты) в период до 2025–2030 гг., а затем и вовсе обеспечить «пик спроса» на жидкие топлива в стране (Рисунок 2.38).

Рисунок 2.38 – Спрос на жидкие топлива в Китае по сценариям



Источник: ИНЭИ РАН

В Африке, несмотря на наличие объективных, в первую очередь – демографических драйверов для формирования значительных объемов спроса на жидкие топлива, рост потребления будет ограничиваться недоступностью энергоносителей для значительного числа экономически необеспеченного населения материка

В Африке ожидается существенный прирост спроса на жидкие топлива в Вероятном сценарии – на 73 %: со 183 млн т н. э. в 2015 г. до 316 млн т н. э. в 2040 г. Отметим, что ключевым стимулом для прироста спроса в регионе станет демографический рост, ожидаемый на континенте. При этом сам потенциал прироста спроса в регионе мог бы быть значительно выше, однако, учитывая низкий уровень доходов населения и высокую энергетическую бедность в регионе, этот спрос с высокой вероятностью окажется неплатежеспособным и африканское население в реальности не сможет получить доступ к приемлемым для них по цене жидким топливам в необходимых объемах.

Спрос на жидкие топлива в Южной и Центральной Америке в Вероятном сценарии увеличится на 20 %: с 329 млн т н. э. в 2015 г. до 398 млн т н. э. к 2040 г., в странах СНГ – на 16 %: со 180 млн т н. э. до 209 млн т н. э. Ожидается существенный рост на Ближнем Востоке – на 30 %: с 378 млн т н. э. до 493 млн т н. э.

В отличие от развивающихся экономик, в странах ОЭСР в прогнозном периоде в части спроса на жидкие топлива ожидается иная картина. Демография и экономический рост оказывают на формирование спроса на жидкие топлива лишь слабое повышательное воздействие, а вот факто-

17 Подробнее о перспективах спроса на нефтепродукты в Китае и драйверы, его замедляющие, – например, в работе: Yingying Wu, Peng Zhao, Hongwei Zhang, Yuan Wang, and Guozhu Mao. Assessment for Fuel Consumption and Exhaust Emissions of China's Vehicles: Future Trends and Policy Implications. The Scientific World Journal, vol. 2012, Article ID 591343, 8 pages, 2012. doi:10.1100/2012/591343.

Чем более благоприятны социально-экономические сценарии, в которых развиваются страны ОЭСР, тем больше у них возможностей по замещению жидких топлив

Для тех стран ОЭСР, которые ставят для себя стратегической целью снижение спроса на нефтепродукты, Япония в прогнозируемом периоде может рассматриваться как целевая модель. За счет стремительного развития НТП и целенаправленной государственной политики к 2040 г. стране удастся вдвое снизить спрос на жидкие топлива

ры роста энергетической эффективности, межтопливной конкуренции и государственной энергетической политики позволяют не только сдерживать спрос на жидкие топлива, но и приводят к его снижению в абсолютных объемах (Таблица 2.2).

В части повышения энергетической эффективности для стран ОЭСР характерно более быстрое, а главное — более качественное с точки зрения экологических и энергетических стандартов обновление транспортного парка и другой техники, использующей жидкие топлива. Кроме того, более обеспеченные страны ОЭСР вкладывают значительные средства в развитие межтопливной конкуренции: обеспечивают НТП в сфере электромобилей, топливных элементов, газомоторного транспорта, стимулируют развитие потребительской инфраструктуры, популяризуют и повышают маркетинговую привлекательность альтернативного транспорта, применяют фискальные меры по стимулированию альтернативных топлив<sup>18</sup>. Причем чем более благоприятны социально-экономические условия, в которых развиваются страны ОЭСР, тем шире у них возможности по замещению жидких топлив за счет поддержки межтопливной конкуренции и энергоэффективности.

#### Перспективы развития спроса на жидкие топлива в Японии

Среди всех стран ОЭСР наиболее интересен пример Японии, которой во всех сценариях удастся вдвое снизить общее потребление жидких видов топлива от текущего уровня. Объясняется это в первую очередь политикой страны, ограничивающей рост численности автомобилей и стимулирующей переход на более дешевые, а главное — более экономичные автомобили. К ключевым мерам относятся: прогрессивная шкала транспортного налога (налог возрастает с увеличением массы и мощности автомобиля), требования по обязательному наличию парковочного места для каждого нового приобретенного автомобиля, а также существенное удорожание обязательного государственного технического осмотра после исполнения автомобилю трех лет. Кроме того, важно отметить, что значительная часть налоговых поступлений от автомобильного сектора направляется японскими властями на поддержку и субсидирование НТП в сфере автомобилестроения, разработку электромобилей и автомобилей на водородных топливных элементах. Все это и обеспечивает в конечном итоге как существенное сокращение средних расходов традиционных топлив по всему автопарку (за счет его более быстрого обновления и перехода на более экономичные машины), так и развитие межтопливной конкуренции за счет НТП, что в итоге приводит к стремительному снижению спроса на жидкие топлива. Отметим, что Япония — единственная страна, которой пока удастся достичь подобных результатов, но она может рассматриваться в качестве целевой модели для других стран, которые стремятся существенно сократить зависимость от импортных энергоресурсов и обеспечить переход на более экономичный и экологичный автотранспорт.

18 Более подробно о фискальных мерах и мерах по стимулированию межтопливной конкуренции — например, в работах: Митрова Т.А., Кулагин В.А., Мельникова С.И., Грушевенко Д.А., Грушевенко Е.В. Спрос и межтопливная конкуренция на европейском нефтегазовом рынке // Энергетическая политика, 2015, № 1, с. 38–48; Грушевенко Е. Сектор дорожной транспортировки Европы. Фокус на электромобилях // Экологический вестник России, 2016, № 10 (в печати).

Таблица 2.2 – Спрос на жидкие топлива в прогнозном периоде, Вероятный сценарий, млн т

	2010	Вероятный сценарий						Критический сценарий	Благоприятный сценарий
		2015	2020	2025	2030	2035	2040	2040	2040
<b>Северная Америка</b>	<b>1064</b>	<b>1037</b>	<b>1033</b>	<b>1019</b>	<b>999</b>	<b>976</b>	<b>951</b>	<b>1011</b>	<b>936</b>
Канада	88	83	81	80	74	67	60	66	59
Мексика	98	102	110	113	114	113	111	113	111
США	878	852	842	826	811	795	780	832	765
<b>Южная и Центральная Америка</b>	<b>312</b>	<b>324</b>	<b>337</b>	<b>350</b>	<b>365</b>	<b>381</b>	<b>398</b>	<b>363</b>	<b>428</b>
Бразилия	125	137	141	145	150	156	161	150	177
Венесуэла	45	38	41	46	50	53	57	49	59
<b>Европа</b>	<b>753</b>	<b>685</b>	<b>649</b>	<b>614</b>	<b>579</b>	<b>544</b>	<b>507</b>	<b>532</b>	<b>477</b>
<b>ЕС-28</b>	<b>686</b>	<b>618</b>	<b>585</b>	<b>553</b>	<b>521</b>	<b>490</b>	<b>455</b>	<b>472</b>	<b>424</b>
<b>Страны СНГ</b>	<b>162</b>	<b>172</b>	<b>184</b>	<b>190</b>	<b>197</b>	<b>203</b>	<b>209</b>	<b>194</b>	<b>217</b>
Казахстан	12	19	20	21	23	24	26	22	27
Россия*	112	118	128	132	137	142	147	135	154
<b>Развитые страны Азии</b>	<b>373</b>	<b>368</b>	<b>348</b>	<b>329</b>	<b>302</b>	<b>277</b>	<b>252</b>	<b>236</b>	<b>251</b>
Австралия	44	50	46	45	44	43	42	38	44
Япония	213	200	180	158	136	117	98	92	98
Южная Корея	108	110	114	118	113	109	104	98	100
<b>Развивающиеся страны Азии</b>	<b>968</b>	<b>1142</b>	<b>1326</b>	<b>1460</b>	<b>1573</b>	<b>1668</b>	<b>1749</b>	<b>1540</b>	<b>1891</b>
Китай	513	613	705	734	736	717	680	656	725
Индия	167	198	245	296	351	408	465	338	538
<b>Ближний Восток</b>	<b>359</b>	<b>371</b>	<b>399</b>	<b>424</b>	<b>448</b>	<b>472</b>	<b>493</b>	<b>455</b>	<b>517</b>
Иран	86	93	100	103	106	109	110	104	112
Саудовская Аравия	130	133	143	153	164	174	184	166	191
<b>Африка</b>	<b>168</b>	<b>182</b>	<b>207</b>	<b>234</b>	<b>261</b>	<b>288</b>	<b>316</b>	<b>289</b>	<b>344</b>
ЮАР	24	27	31	34	38	41	45	44	48
<b>МИР</b>	<b>4158</b>	<b>4281</b>	<b>4483</b>	<b>4619</b>	<b>4723</b>	<b>4808</b>	<b>4875</b>	<b>4620</b>	<b>5061</b>

Источник: ИНЭИ РАН

Ни в одном из сценариев, даже при наиболее благоприятных условиях доступа к финансам и технологиям, на период до 2040 г. не прогнозируется абсолютное снижение глобального спроса на жидкие виды топлива. Рост развивающихся экономик и их потребности в жидких топливах полностью перекроют все сокращение потребления, достигаемое за счет внедрения новых технологий

В случае реализации предпосылок Критического сценария мировой спрос на жидкие топлива к 2040 г. окажется существенно ниже значений Вероятного сценария (на 255 млн т – эти объемы сопоставимы с текущим спросом на жидкие топлива, например, в Африке или в странах СНГ и даже превышают их). При этом сокращение прироста спроса относительно показателей Вероятного сценария в Критическом сценарии произойдет преимущественно из-за замедления экономического роста в развивающихся странах. Страны – члены ОЭСР, напротив, в этом сценарии продемонстрируют более высокий спрос на жидкие топлива, в первую очередь на нефтепродукты, из-за ограниченных возможностей осуществлять переключение на более дорогие альтернативные виды топлива и более медленных темпов обновления техники и автопарка на энергоэффективные аналоги.



Реализация предпосылок Благоприятного сценария приведет к дополнительному увеличению мирового спроса на жидкие топлива на 186 млн т от значений Вероятного сценария, в первую очередь за счет стран не входящих в ОЭСР. Таким образом, ни в одном из сценариев, даже при наиболее благоприятных условиях доступа к финансам и технологиям, на период до 2040 г. не прогнозируется абсолютное снижение глобального спроса на жидкие виды топлива: соответствующий этому сценарию рост развивающихся экономик и их потребности в жидких топливах полностью перекроет все сокращение потребления, достигаемое за счет внедрения новых технологий.

Высокая неопределенность в части будущих объемов спроса на жидкие топлива (441 млн т н. э. разницы в спросе на 2040 г. между Критическим и Благоприятным сценарием) является серьезным вызовом для нефтяной отрасли, затрудняющим принятие долгосрочных инвестиционных решений, и ставит под угрозу перспективы реализации сложных, капиталоемких проектов

1. Общая зона неопределенности в части будущих объемов спроса на жидкие топлива между Критическим и Благоприятным сценариями весьма велика и составляет 441 млн т н. э., что сопоставимо с текущим потреблением жидких топлив на всем Ближнем Востоке и двукратно превышает их потребление в Африке. Сохранение этой неопределенности будет крайне серьезным вызовом для нефтяной отрасли, особенно учитывая высокую инертность и капиталоемкость проектов по добыче и переработке традиционной нефти: В случае если отраслевые игроки введут недостаточные объемы мощностей, то возможны сложности с удовлетворением спроса, что приведет к резким ценовым скачкам и возникновению угроз энергетической безопасности.
2. Если отраслевые игроки введут избыточные мощности, то лишнее предложение на рынке будет приводить к снижению цен, затовариванию рынка жидких топлив, а ключевые производители, вероятнее всего, будут вынуждены вступить в ценовую войну друг с другом. Кроме того, подобная ситуация негативно скажется на замыкающих маржинальных производителях жидких топлив, в том числе дорогих альтернатив нефтяным (биотоплив, топлив технологий «уголь в жидкость», «газ в жидкость»), которые попросту не выживут в условиях ценовой войны.

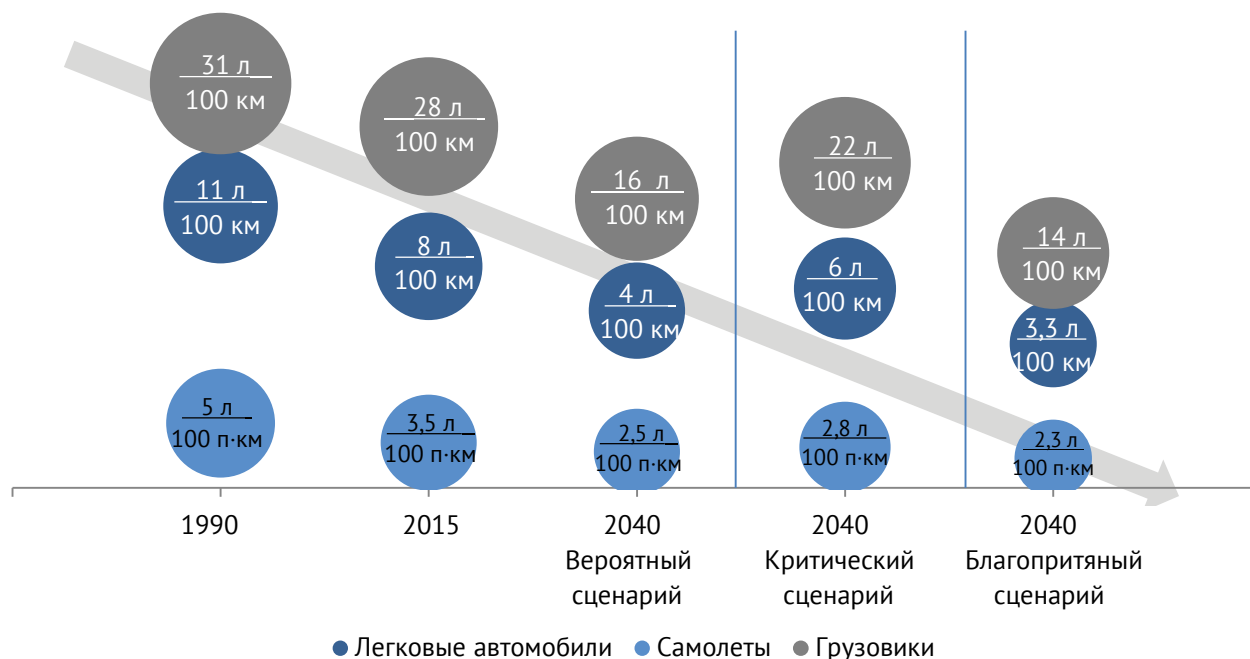
Особую роль в формировании будущего спроса на жидкие топлива сыграет транспортный сектор, который по состоянию на 2015 г. уже обеспечивал более 55 % от мирового первичного спроса на нефть и жидкие биотоплива.

Ключевой прирост мирового спроса на жидкие топлива придется на транспортный сектор

В Вероятном сценарии транспортный сектор к 2040 г. обеспечит порядка 0,5 млрд т н. э. дополнительного спроса на жидкие топлива по сравнению с 2015 г., и это несмотря на ожидаемое во всех сценариях значительное повышение топливной эффективности транспортных средств.

Использование композитных материалов в конструкциях кузова и обшивки автомобилей, повышение эффективности трансмиссии, использование гибридных технологий и постепенное обновление автопарка на более современный, экологичный и эффективный ведут к повышению средней топливной эффективности мирового автопарка в Вероятном сценарии на 20 % к 2040 г., при этом эффективность новых продаваемых автомобилей к 2040 г. возрастет вдвое по сравнению с уровнем 2015 г. (Рисунок 2.39).

Рисунок 2.39 – Динамика повышения эффективности среднего нового продаваемого на рынке транспортного средства по сценариям

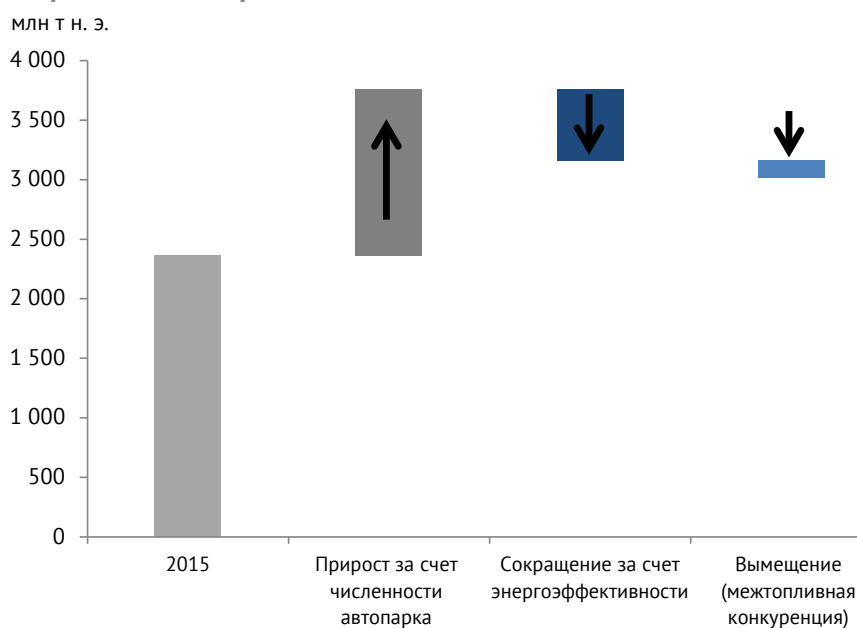


Источник: ИНЭИ РАН

Повышение энергетической эффективности транспортных средств вносит в сдерживание спроса на жидкие топлива больший вклад, нежели развитие межтопливной конкуренции

Рост энергетической эффективности транспорта – ключевой, но не единственный фактор, сдерживающий спрос на жидкие топлива. Менее значимый, но все же заметный вклад в ограничение роста спроса на жидкие топлива в транспортном секторе вносит также межтопливная конкуренция, за счет которой обеспечивается снижение потенциального спроса на жидкие топлива на 150 млн т в Вероятном сценарии к 2040 г. (Рисунок 2.40).

Рисунок 2.40 – Процесс формирования спроса на жидкие топлива в транспортном секторе в 2040 г., Вероятный сценарий



Источник: ИНЭИ РАН

Межтопливная конкуренция в транспортном секторе, где до недавнего времени практически полностью доминировали нефтепродукты, активно развивается в последние годы. В сегменте дорожной транспортировки (80 % от общего объема спроса транспортного сектора) в конкурентную борьбу с традиционными нефтепродуктами вступают: электроэнергия (электромобили<sup>19</sup>), природный газ в сжиженном и компримированном виде, биотоплива, синтетические жидкие топлива, произведенные из газа и угля, а также водородные топливные элементы.

При этом прогнозируемый масштаб проникновения на рынок того или иного субститута нефтепродуктов заметно различается по регионам и странам мира. Это обусловлено различиями в конкурентоспособности различных топлив, определяемых исходя из потребительских характеристик автомобилей: стоимости владения автомобилем, наличия разветвленной сервисной и заправочной инфраструктуры, потребительских предпочтений, маркетинговой привлекательности, государственной поддержки<sup>20</sup>.

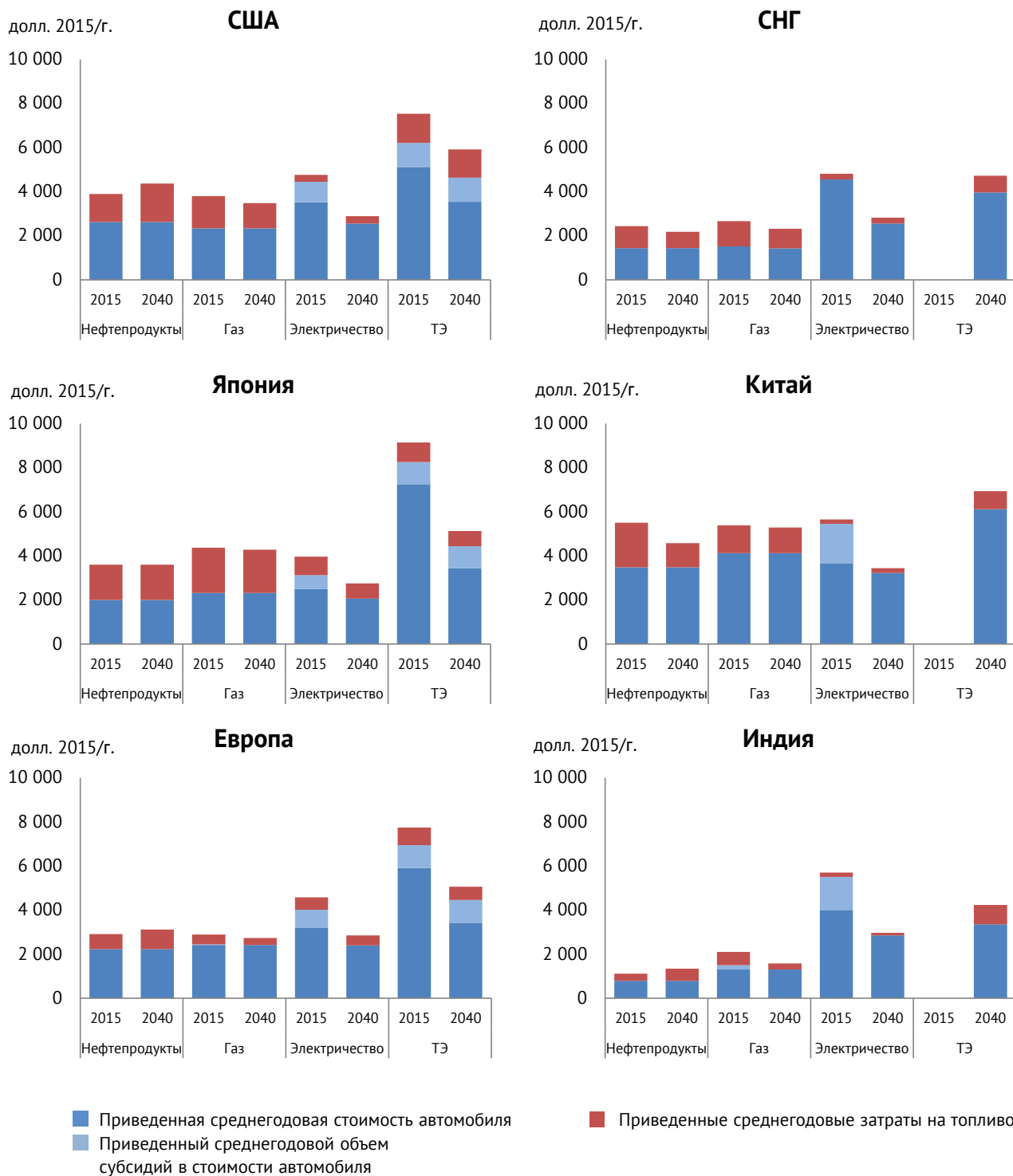
Ключевой фактор успеха «альтернативного автомобиля» - не только экономия на топливе, но и базовая стоимость его приобретения, одной лишь топливной экономии недостаточно для обеспечения масштабного переключения с нефтепродуктов на иные виды топлива

В дискуссиях о привлекательности автомобилей на альтернативных топливах часто звучит тезис не только об их большей экологичности, нежели у автомобилей, использующих в качестве топлива нефтепродукты, но и о существенной экономии, достигаемой за счет разницы в стоимости альтернативных топлив и традиционных бензина или дизеля. На практике эта топливная экономия, которая, безусловно, присутствует (так, топливные затраты на километр пути в среднем в 1,5–2 раза ниже при использовании электромобилей и на 10–50 % ниже при использовании газомоторного автомобиля), не всегда оказывается способной обеспечить коммерческую привлекательность перехода на альтернативный вид топлива, особенно для рядового потребителя (с относительно низкими среднегодовыми пробегами по сравнению, например, с такси или коммерческими автомобилями), поскольку не может покрыть разницу в базовой стоимости автомобиля за общий срок его эксплуатации, то есть не приводит к снижению приведенной стоимости владения автомобилем (Рисунок 2.41).

19 Электромобиль (electric vehicle, EV) – транспортное средство, которое приводится в движение одной или несколькими электрическими силовыми установками. К электромобилям, как правило, относят: аккумуляторные электромобили (АЭ, battery electric vehicle, BEV) – транспортное средство, которое приводится в движение аккумуляторной силовой установкой; подзаряжаемые гибридные электромобили (ПГЭ, plug in hybrid electric vehicles, PHEV) – транспортное средство, которое приводится в движение подзаряжаемой от внешнего источника питания аккумуляторной силовой установкой, а также бензиновым/дизельным двигателем. Электромобиль на водородных топливных элементах (fuel cell electric vehicle, FCEV) – транспортное средство, которое приводится в движение электрической силовой установкой, источником питания для которой является водородный топливный элемент. Важно отметить, что в данном исследовании к электромобилям отнесены аккумуляторные электромобили и подзаряжаемые гибридные электромобили; подзаряжаемые гибридные электромобили на данном этапе не рассматриваются.

20 Подробнее о развитии межтопливной конкуренции в транспортном секторе – в статье Mitrova T., Kulagin V., Grushevenko D., Grushevenko E. Technology Innovation as a Factor of Demand for Energy Sources in Automotive Industry. Foresight and STI Governance, 2015. vol. 9, no 4, p. 18–31.

Рисунок 2.41 – Среднегодовые стоимости владения автомобилями на различных видах топлива, Вероятный сценарий



\*Приведенная стоимость покупки – средняя стоимость автомобиля в долларах США 2015 г., поделенная на средний срок службы, в зависимости от страны или региона.

Источник: ИНЭИ РАН

Развитие газомоторных автомобилей, уже сейчас конкурентоспособных по стоимости владения с автомобилями, использующими жидкие топлива, сдерживается в первую очередь дороговизной инфраструктуры

Сегодня среди ключевых альтернатив традиционным автомобилям полностью конкурентоспособными или по крайней мере очень близкими по стоимости владения являются газомоторные автомобили. Развитие газомоторного топлива, несмотря на сопоставимую с нефтепродуктовыми аналогами приведенную базовую стоимость покупки, зачастую сдерживается в большинстве стран из-за инфраструктурных ограничений: низкой плотности заправочной и сервисной сети. На развитие инфраструктуры оказывает влияние не только спрос, но и высокая стоимость строительства газозаправочной станции. Так, например, в зависимости от пропускной способности, средние капитальные затраты на публичную газозаправочную станцию оцениваются приблизительно в 900–1800 тыс. долл.<sup>21</sup>, капитальные затраты на стандартную АЗС составляют 400–600 тыс. долл.<sup>22</sup>, а капитальные затраты на быструю электрозаправку постоянного тока (Blink DC fast charger) оцениваются в диапазоне от 8,5 до 50 тыс. долл.<sup>23</sup>.

Газомоторное топливо находит применение в тех странах, где уже на данном этапе налажено масштабное конвейерное производство газобаллонного оборудования или газомоторного транспорта, обеспечены сети заправок и сервисов для обслуживания газовых автомобилей и (или) проводится стимулирование потребителя по переходу на газомоторное топливо. К таким странам относятся: Россия, Иран, Пакистан, Аргентина, где, вплоть до 2040 г., ожидается рост спроса на природный газ на транспорте<sup>24</sup>.

Разрыв в базовой стоимости между традиционными автомобилями и электромобилями пока весьма велик, однако имеющиеся в большинстве стран Европы, Северной Америки, ОЭСР-Азии, в Китае, Индии, Египте, Японии субсидии и налоговые послабления, предоставляемые приобретателям электротранспорта, позволяют за счет государственного стимулирования, сократить разницу в стоимости владения между ними. Дополнительно привлекательность электромобилей для рядовых потребителей повышает масштабное маркетинговое продвижение и опережающее развитие сервисной и заправочной инфраструктуры, поддерживаемой в том числе посредством предоставления субсидий на их строительство (Рисунок 2.42).

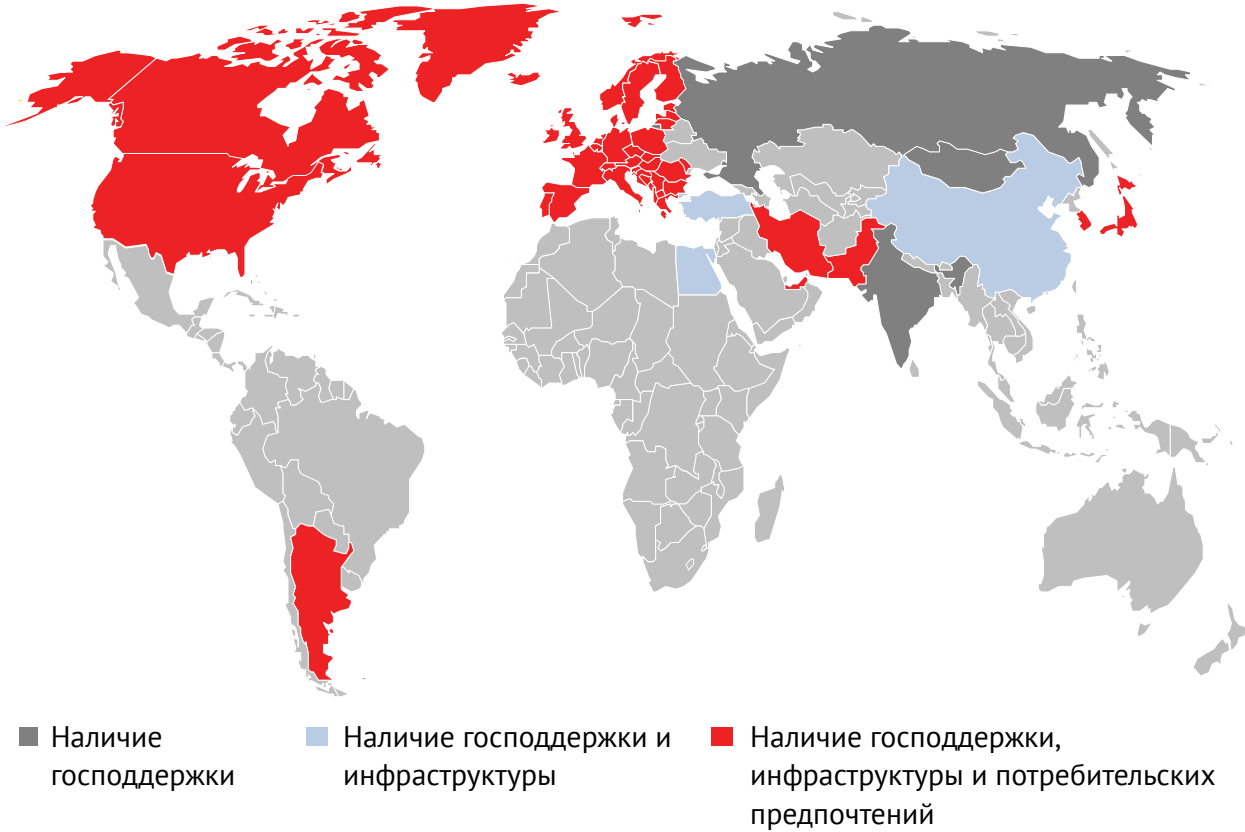
21 Margaret Smith, New West Technologies (DOE HQ Technical Support) John Gonzales, National Renewable Energy Laboratory "Costs Associated With Compressed Natural Gas Vehicle Fueling Infrastructure Factors to consider in the implementation of fueling stations and equipment", US DOE, сентябрь 2014 г. (доступно по ссылке: [http://www.afdc.energy.gov/uploads/publication/cng\\_infrastructure\\_costs.pdf](http://www.afdc.energy.gov/uploads/publication/cng_infrastructure_costs.pdf)).

22 Официальный сайт Gas station USA <http://gasstationsusa.com/>

23 Office of Energy Efficiency & Renewable energy USA: <http://energy.gov/eere/vehicles/fact-910-february-1-2016-study-shows-average-cost-electric-vehicle-charger>

24 Mitrova T., Kulagin V., Grushevenko D., Grushevenko E., Galkina A. Integrated method of petroleum products demand forecasting considering economic, demographic and technological factors // Special Issue of 2015 Energy Demand Economics and business letters.

Рисунок 2.42 – Наличие драйверов роста для развития электромобилей по регионам мира, 2015 г.



Источник: ИНЭИ РАН

Кроме того, прогресс в технологиях электромоторного транспорта, в первую очередь – в технологиях производства аккумуляторов, в последние годы шагнул настолько далеко, что позволил создать в премиальном сегменте полностью конкурентоспособные по цене массовые серийные образцы, а в эконом- и бизнес-сегментах – существенно сократить разрыв в стоимости между электрическим и традиционным автомобилем. Эти события привели к тому, что уже в 2015 г. количество электромобилей в мире перешло рубеж в 1 млн (Рисунок 2.43).

Рисунок 2.43 – Снижение стоимости аккумуляторных батарей на электромобилях, рост численности электромобильного парка



Источник: ИНЭИ РАН



В прогнозном периоде ожидается сохранение тенденции к снижению стоимости аккумуляторных батарей для электромобилей, что подтверждается и планами ключевых производителей электрокаров. Например, General Motors и Tesla анонсировали, что к 2020–2022 гг. стоимость батареи перейдет рубеж в 100 долл./кВт·ч<sup>25,26</sup>. Реализация подобных планов не выглядит научной фантастикой: специалисты Массачусетского технологического университета уже сейчас ведут переговоры о запуске в масштабное серийное производство литий-железных батарей, которые при том же весе и оценочной стоимости производства обладают практически вдвое большим зарядом, нежели современные литий-ионные батареи.

Уже в Вероятном сценарии ожидается, что к 2030 г. в Европе, США и Китае стоимость электромобиля сравняется с его бензиновыми или дизельными аналогами, а инфраструктура сервисов и заправок расширится настолько, что позволит существенно увеличить его привлекательность для рядового потребителя, а значит – обеспечить масштабное замещение нефтепродуктов электроэнергией, даже без государственных субсидий, за счет которых сейчас происходит выравнивание цен на электромобили и традиционный транспорт.

Электромобили будут не только замещать в большинстве стран жидкие топлива, но и тормозить развитие газомоторной индустрии

Отметим также, что для большинства стран и регионов, особенно для Европы<sup>27</sup>, развитие электротранспорта оказывает влияние не только на потребление нефтепродуктов, но и сдерживает рост спроса на газомоторное топливо, выигрывая у него конкурентную борьбу.

В прогнозном периоде ни в одном из сценариев мы не ожидаем до 2040 г. масштабной коммерциализации и внедрения в секторе дорожной транспортировки топливных элементов или водородных двигателей. Наиболее массовый современный водородный автомобиль Toyota Mirai продается по цене свыше 55 тыс. долл., что сопоставимо со стоимостью автомобилей класса люкс, при этом каждая проданная единица, по оценкам экспертов, приносит компании Toyota не прибыль, а убытки<sup>28</sup>.

Согласно анализу МЭА<sup>29</sup>, «если мы предполагаем быстрый рост продаж автомобилей на водородных топливных элементах, самостоятельный (не требующий масштабной государственной поддержки) рынок данного сегмента может быть достигнут в течение 15–20 лет после продажи первых 10 тыс. автомобилей». И даже если предположить, что развитие автомобилей на водородных топливных элементах будет происходить по аналогичной с другими электромобилями траектории (Рисунок 2.44), то расчеты показывают, что продажи первых 10 тыс. автомобилей на водородных топливных элементах могут быть достигнуты только к 2020 г. Это значит, что только к 2030-м гг. рынок может увидеть первые мас-

25 General Motors Company 2015 Global Business Conference, GM, 2015: [www.gm.com/content/dam/gm/events/docs/5194074-596155-ChartSet-10-1-2015](http://www.gm.com/content/dam/gm/events/docs/5194074-596155-ChartSet-10-1-2015)

26 Tesla projects battery costs could drop to \$100/kWh by 2020, [www.hybridcars.com/tesla-projects-battery-costs-could-drop-to-100kwh-by-2020](http://www.hybridcars.com/tesla-projects-battery-costs-could-drop-to-100kwh-by-2020)

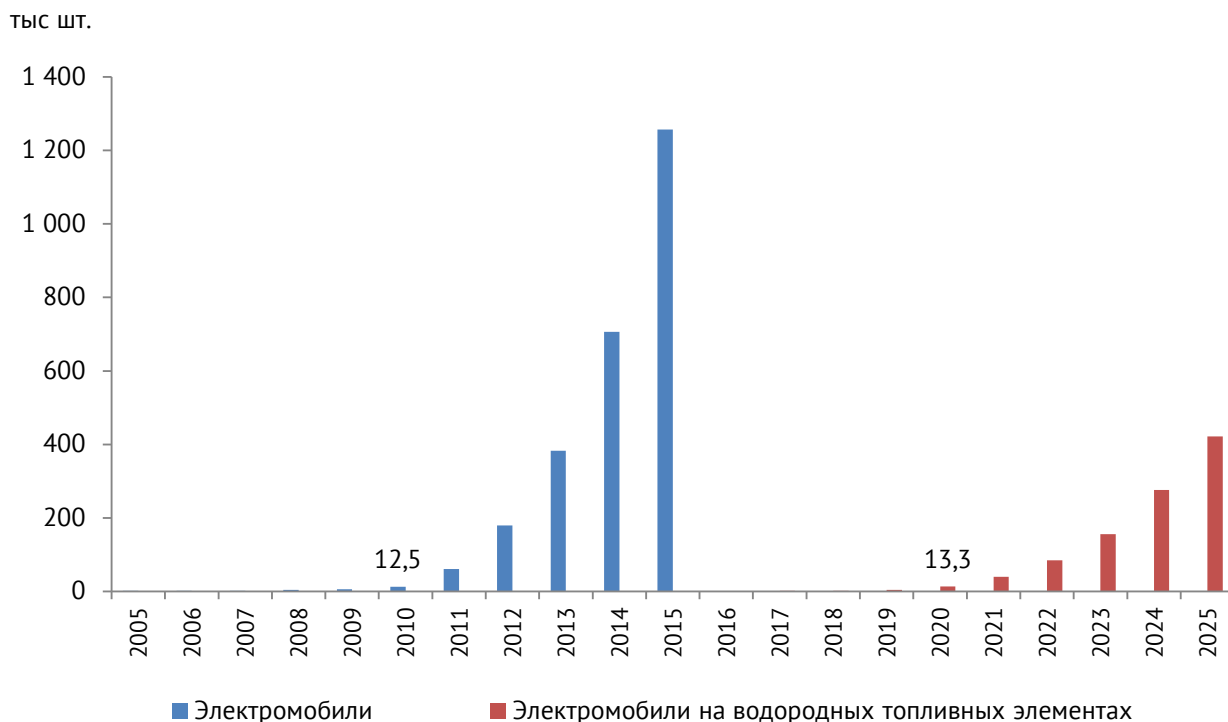
27 Подробнее о развитии рынка электротранспорта Европы и характере межтопливной конкуренции жидких топлив (газомоторных и нефтепродуктов) – в работе V. Kulagin, E. Grushevenko, D. Grushevenko Long-Term. Impact of Technological Development on European Road Transportation Sector's Fuel Mix: Focus on Electric Vehicles // PQ 2016 Conference proceedings.

28 John Voelcker How Much Money Does The 2016 Toyota Mirai Lose? A Lot, Perhaps, [http://www.greencarreports.com/news/1095773\\_how-much-money-does-the-2016-toyota-mirai-lose-a-lot-perhaps](http://www.greencarreports.com/news/1095773_how-much-money-does-the-2016-toyota-mirai-lose-a-lot-perhaps)

29 IEA (2015), Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells.

штабные серийные образцы доступных в массовых сегментах водородных автомобилей. При этом не стоит забывать о том, что эти образцы будут приобретены только в том случае, если к тому моменту наладится достаточная инфраструктура водородных заправок, в которую пока никто не спешит инвестировать.

**Рисунок 2.44 – Прогноз мировой численности автомобилей на водородных топливных элементах по траектории развития электромобилей**

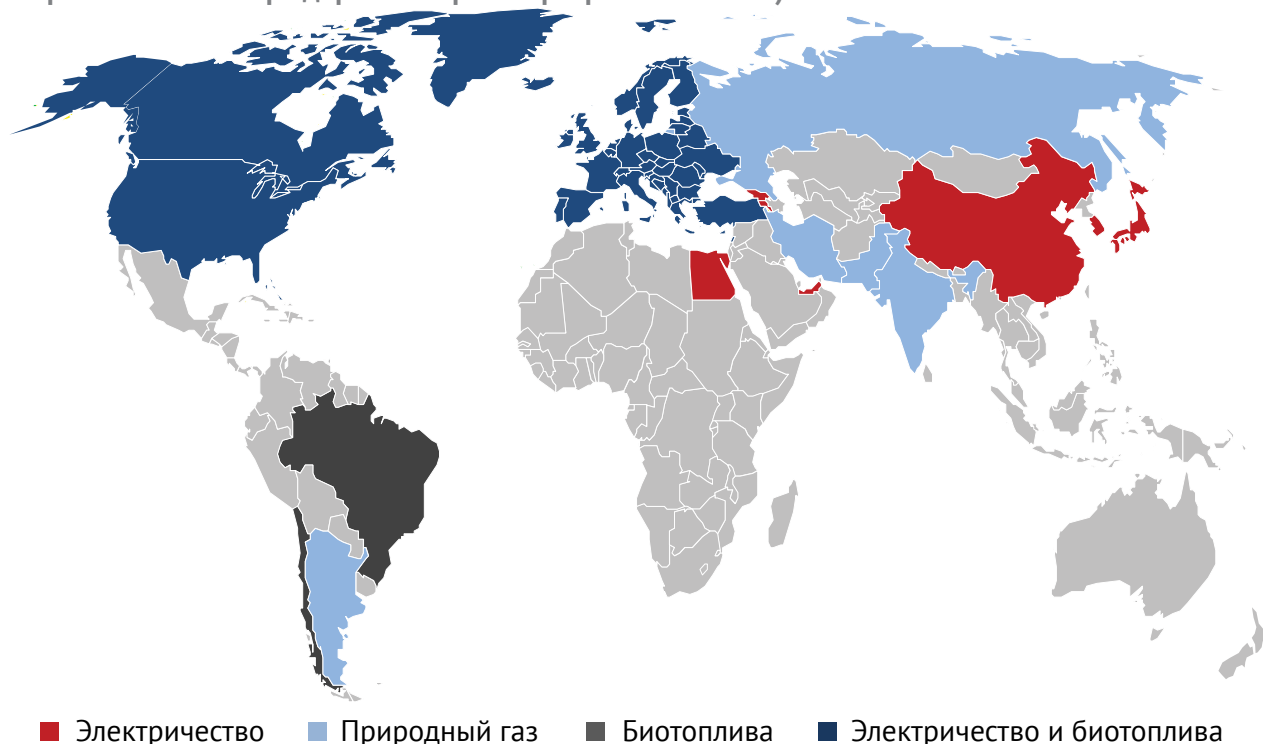


Источник: ИНЭИ РАН

Увеличение мирового спроса на биотоплива в Вероятном сценарии в 2,7 раза – до 185 млн т н. э. в 2040 г. ожидается в первую очередь в тех странах, которые имеют собственную производственную базу либо сильные меры государственного стимулирования потребления биотоплив (Европа, США, Бразилия, Индия).

На рисунке (Рисунок 2.45) представлена карта, отображающая ключевых «победителей» в межтопливной конкуренции на отдельных национальных и региональных рынках к 2040 г.

Рисунок 2.45 – Ключевые субституты нефтяных топлив в сегменте дорожного транспорта в различных странах и регионах мира (указаны страны, где субституты достигают более 5 % от всего потребления в секторе дорожной транспортировки к 2040 г.)



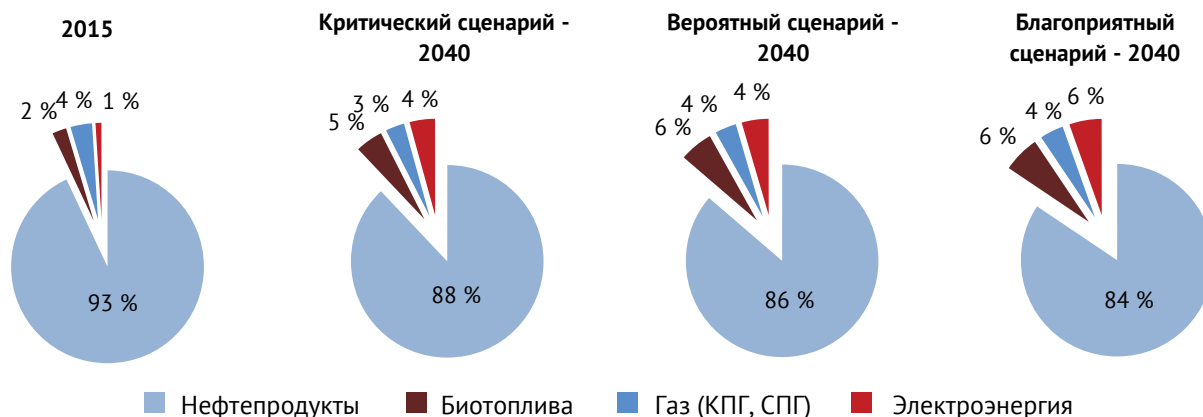
Источник: ИНЭИ РАН

Рассматривается в прогнозном периоде и расширение межтопливной конкуренции в других подсекторах транспортного сектора: так, в авиации ближе к концу прогнозного периода ожидается использование отдельно или в смеси с традиционными реактивными топливами биоке-росина; в секторе водной транспортировки ожидается распространение технологий корабельных двигателей, использующих в качестве топлива сжиженный природный газ; кроме того, прогнозируется углубление электрификации железнодорожного транспорта.

Нефтяные топлива до 2040 г. остаются доминирующими энергоносителями в транспортном секторе во всех сценариях, даже при самых благоприятных условиях для межтопливной конкуренции

В результате, к 2040 г. ожидается, что альтернативные нефтепродуктам топлива займут до 20 % в общем объеме спроса на энергию в транспортном секторе по сравнению с 7 % в 2015 г. (Рисунок 2.46).

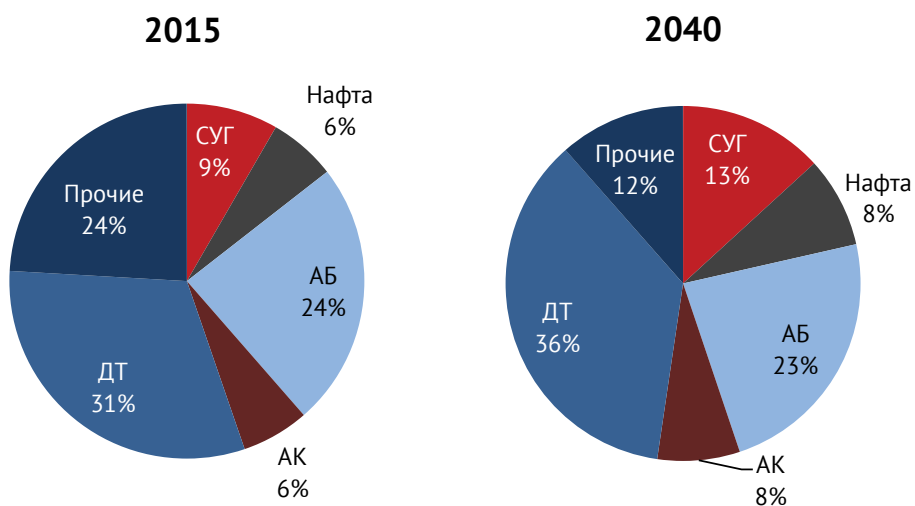
Рисунок 2.46 – Структура спроса в транспортном секторе по видам топлива



Источник: ИНЭИ РАН

Будущая структура спроса на нефтепродукты будет определяться несколькими разнонаправленными тенденциями. Первая – это увеличение спроса в транспортном секторе, описанное ранее. Вторая – снижение спроса на нефтепродукты в электроэнергетике и коммерческо-бытовом секторах будет происходить из-за перехода многих потребителей на другие более удобные, дешевые, экологически чистые и эффективные виды топлива. В других секторах, в первую очередь в нефтехимии, ожидаются сравнительно низкие приросты объемов потребления, главным сдерживающим фактором роста спроса станет усиливающаяся межтопливная конкуренция с продуктами переработки природного газа и развивающейся газохимией. Так, в прогнозном периоде ожидается некоторое увеличение спроса на светлые нефтепродукты, такие как моторные топлива (автомобильный бензин – АБ, дизельное топливо – ДТ, авиационный керосин – АК), сжиженные углеводородные газы – СУГ, сырье для нефтехимии (нафта и СУГ) в сочетании со снижением спроса на темные нефтепродукты (мазут и прочие) (Рисунок 2.47).

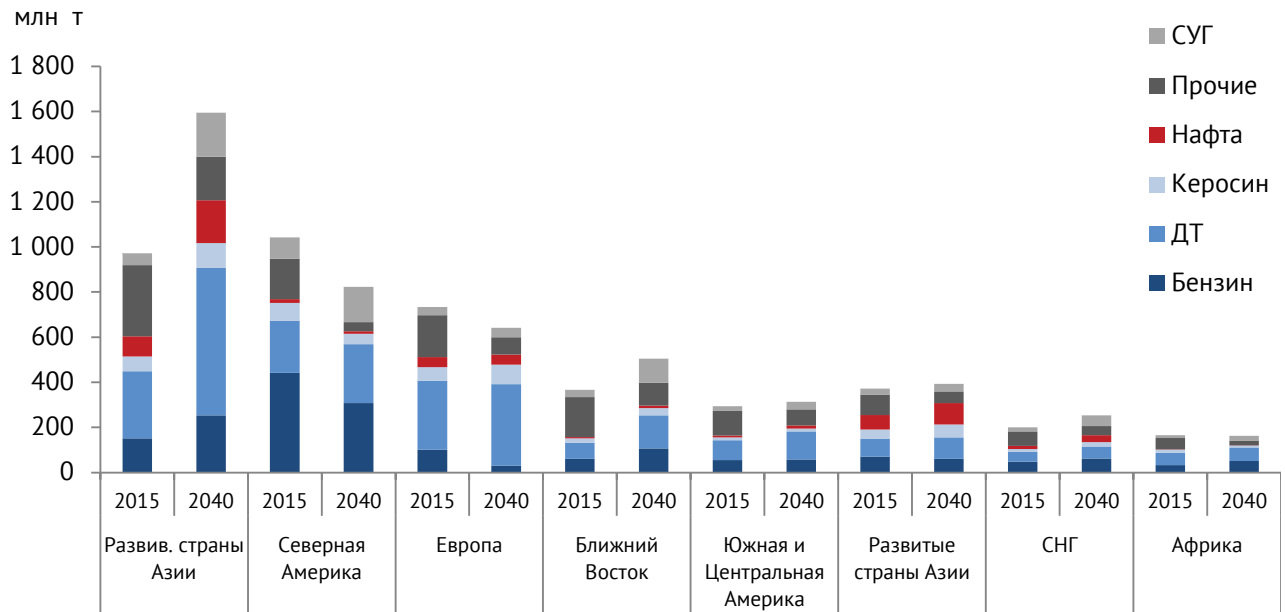
Рисунок 2.47 – Структура мирового спроса на нефтепродукты по типам нефтепродуктов



Источник: ИНЭИ РАН

В региональном разрезе структура спроса на нефтепродукты сохранится относительно стабильной при существенном росте объемов потребления в развивающихся странах Азии и на Ближнем Востоке на фоне сокращения спроса в странах ОЭСР (Рисунок 2.48).

Рисунок 2.48 – Структура спроса на нефтепродукты по регионам мира, Вероятный сценарий



Источник: ИНЭИ РАН

На рынке Северной Америки ожидается заметное снижение спроса на нефтепродукты (на 35 % к 2040 г.), в том числе на моторные топлива. При этом в структуре моторных топлив региона в прогнозном периоде сохранится преобладание автомобильных бензинов (хотя доля их несколько сократится – до 50 % от общего объема спроса против 57 % в 2015 г.).

В Европе также прогнозируется сокращение спроса на нефтепродукты. При этом ожидается сохранение текущей структуры потребления моторных топлив с преобладанием дизельного топлива. Темные нефтепродукты в прогнозном периоде составят не более 12 % от всего европейского внутреннего спроса против 15 % в 2015 г. Подобное снижение будет связано не только с практически полным выводом из эксплуатации генерирующих мощностей на мазуте, но и с существенными экологическими ограничениями для силовых установок морских судов<sup>30</sup>.

В развитых странах Азии ожидается стабилизация спроса на нефтепродукты – 410 млн т н. э. в 2040 г. против 390 млн т н. э. в 2015 г. При этом рост спроса будет наблюдаться только на сырье для нефтехимии (нафту и СУГ), его доля увеличится с 28 % в 2015 г. до 33 % в 2040 г. В моторных топливах преобладание останется за дизельным топливом: несмотря на небольшое сокращение, его доля к 2040 г. составит 44 % против 47 % в 2015 г.

В развивающихся странах Азии будет расти спрос на все нефтепродукты. Так, к 2040 г. прогнозируется рост потребления светлых нефтепродуктов в 1,8 раза по сравнению с 2015 г. Это связано с ростом экономики и автомобилизацией населения. Наиболее медленный рост в прогнозном периоде продемонстрируют темные нефтепродукты – в 1,3 раза, что обусловлено экологической политикой по отношению к мазутным электростанциям и морским судам на мазуте.

В странах СНГ ожидается очень умеренный рост спроса на нефтепродукты. Автомобильный бензин будет по-прежнему преобладать в структуре моторных топлив, его доля к 2040 г. будет составлять 38 % против 40 % в 2015 г.

30 Митрова Т.А., Кулагин В.А. Газовый рынок Европы: утраченные иллюзии и робкие надежды. М.: ИНЭИ РАН, 2015 г. 86 с.

В Южной и Центральной Америке также прогнозируется умеренный рост спроса на нефтепродукты. В структуре потребления моторных топлив сохранится преобладание дизельного топлива (63 % к 2040 г. против 61 % в 2015 г.).

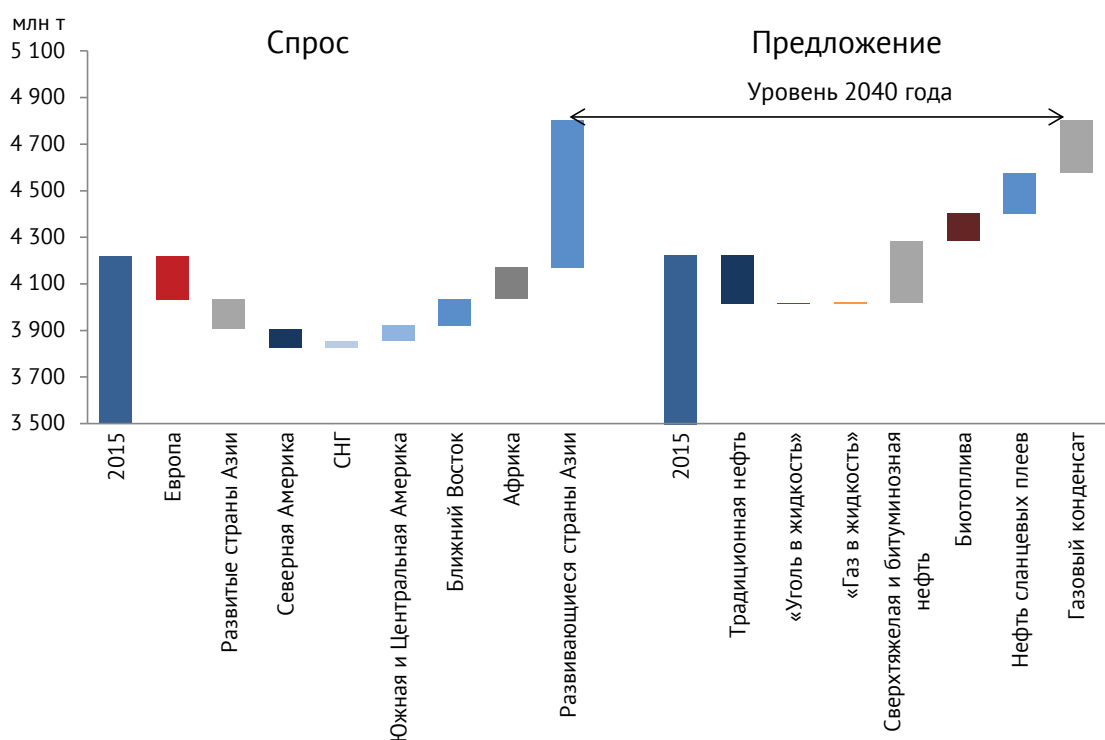
Напротив, на Ближнем Востоке ожидается быстрый рост спроса на нефтепродукты (преимущественно на моторные топлива и сырье для нефтехимии) – в 1,4 раза к 2040 г. Среди моторных топлив наибольшая доля сохранится за дизельным топливом – к 2040 г. она составит 51 % против 55 % в 2015 г.

В Африке основной рост спроса на нефтепродукты придется на моторные топлива (в первую очередь – на бензин и дизель – в 1,5 раза к 2040 г.). Также ожидается значительный рост спроса на СУГ – в 1,6 раза, однако в случае с Африкой рост спроса на СУГ не означает развития нефтехимической промышленности, его в первую очередь будут предъявлять домашние хозяйства для нужд отопления и бытовых нужд.

### Предложение жидких топлив

В прогнозном периоде спрос на жидкие топлива будет в основном удовлетворяться за счет добычи углеводородов: традиционных и нетрадиционных нефтей и газового конденсата. Объемы предложения альтернативных жидких топлив (топлив, получаемых по технологиям «уголь в жидкость» и «газ в жидкость», биотоплив) хоть и возрастут, однако будут незначительны в общем объеме предложения, порядка 4 % в Вероятном сценарии, причем основная часть этого объема будет обеспечена биотопливами (Рисунок 2.49).

Рисунок 2.49 – Баланс спроса на жидкие топлива по регионам мира и предложения жидких топлив по видам, Вероятный сценарий



Источник: ИНЭИ РАН

Пик мировой добычи традиционной нефти ожидается уже к 2020 г., после чего основной вклад в прирост добычи будут вносить нетрадиционные запасы и газовый конденсат

Существенные изменения в прогнозном периоде коснутся структуры добычи жидких углеводородов. По мере снижения объемов производства традиционной нефти (пик добычи которой, как ожидается, будет пройден уже до 2020 г.) будет увеличиваться роль нетрадиционных ресурсов (нефти сланцевых плеев, высоковязкой нефти и битуминозных песков), их суммарная доля составит к 2040 г. 15 % от общего объема добычи против 9 % в 2015 г. Несколько увеличится вклад в общий объем предложения жидких топлив и со стороны газового конденсата: с 17 % в 2015 г. до 20 % к 2040 г.

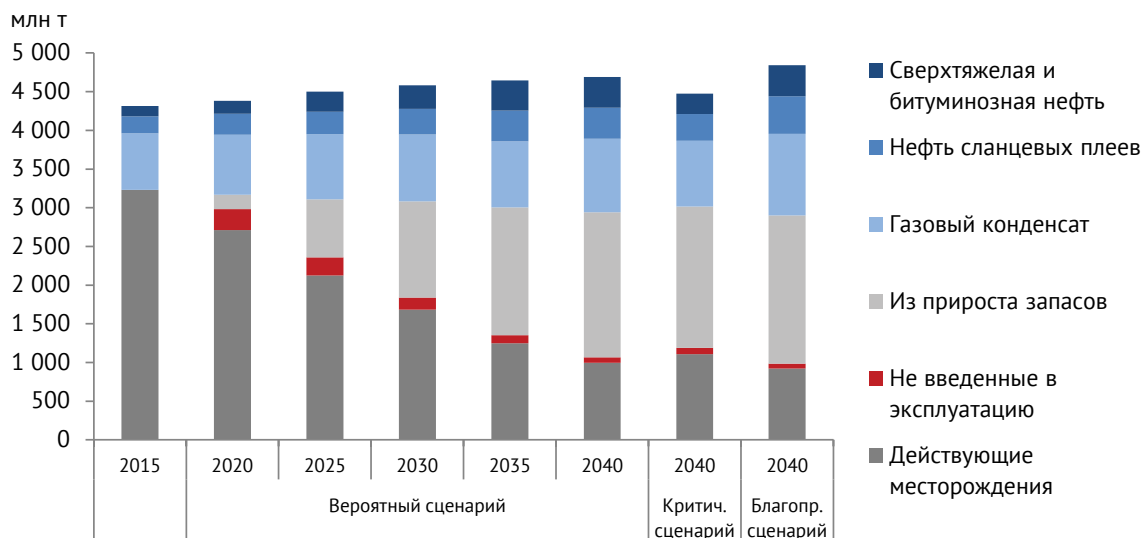
Структура мировой добычи жидких углеводородов не претерпевает существенных изменений при переходе от Вероятного сценария к Критическому и Благоприятному, однако стоит отметить, что высокий спрос Благоприятного сценария ставит перед нефтедобывающей промышленностью ряд задач, решение которых может быть обеспечено в первую очередь за счет дальнейшего технологического прогресса в области добычи нетрадиционных углеводородов. В частности, в Благоприятном сценарии ожидается удешевление и последующий масштабный трансфер технологий добычи сверхтяжелых нефтей и битуминозных песков из Канады в Венесуэлу, Россию, Саудовскую Аравию и другие страны, имеющие подобные запасы, что позволит нарастить добычу нефти из этих источников со 130 млн т в 2015 г. до 356 млн т в 2040 г. (294 млн т к 2040 г. в Вероятном сценарии).

Во всех сценариях после 2020 г. большой вклад (около 40 %) в общемировую добычу должна внести нефть месторождений, пока не введенных в эксплуатацию или не получивших статус одобренных добычных проектов, включая неоткрытые или неразведанные месторождения. При прогнозировании этого объема предложения мы исходим из предпосылки о том, что мировые запасы нефти будут достаточны для удовлетворения спроса в прогнозном периоде, а необходимый прирост извлекаемых запасов будет достигнут как за счет новых открытий, так и за счет повышения технологической эффективности разработки оцененных запасов (повышения коэффициента нефтеотдачи – КИН).

Значительным в прогнозном периоде окажется вклад газового конденсата, добываемого как на конденсатных месторождениях, так и в виде попутного продукта газовых месторождений. Некоторые различия в объемах добычи газового конденсата между сценариями обусловлены более высокими объемами добычи природного газа в Благоприятном сценарии по сравнению с Вероятным, для обеспечения которых требуется вовлечение в эксплуатацию месторождений «жирного» газа с высоким потенциальным содержанием жидких фракций (Рисунок 2.50).



Рисунок 2.50 – Добыча нефти по видам в 2015–2040 гг. для трех сценариев



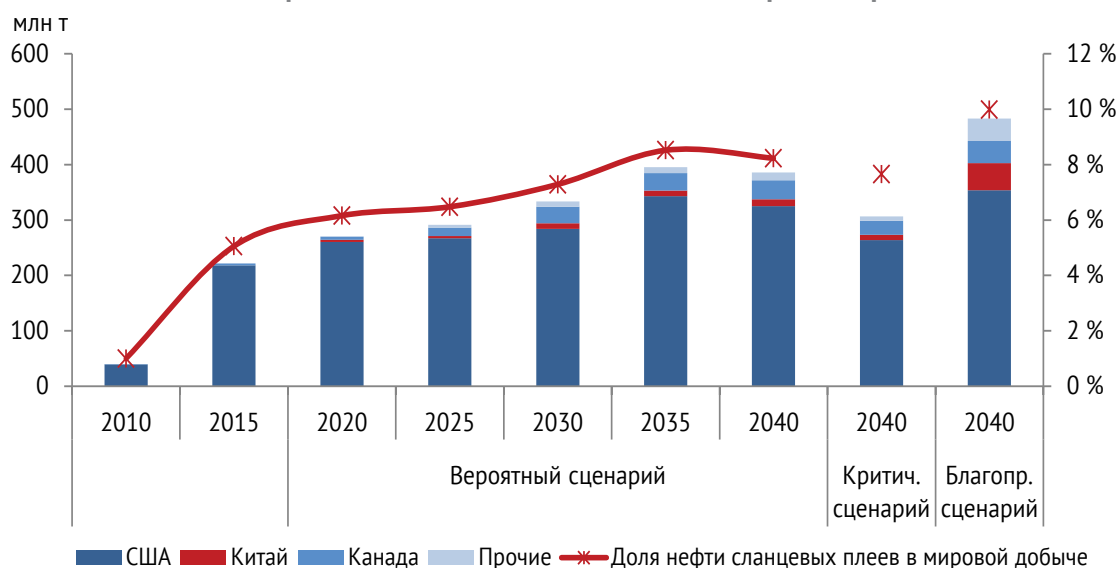
Источник: ИНЭИ РАН

Во всех сценариях к 2030–2035 гг. ожидается пик добычи жидких углеводородов из сланцевых месторождений США

Ключевым производителем нефти сланцевых плевов во всех сценариях останутся США, причем именно динамика добычи в США будет определять динамику мирового производства сланцевой нефти. При этом предполагается частичная коммерциализация и запуск в эксплуатацию китайских месторождений, а также сланцевых плевов Канады. Отметим, что после 2035 г. мы ожидаем во всех сценариях пик добычи сланцевой нефти в США. В Вероятном и Благоприятном сценариях причиной этого пика становится естественное исчерпание запасов жидких углеводородов низкопроницаемых коллекторов, в Критическом сценарии – отсутствие существенного технологического прогресса в части модернизации технологий добычи.

В Благоприятном сценарии ожидается трансфер технологий добычи нефти низкопроницаемых коллекторов и коммерциализация технологий добычи синтетической нефти из сланца и апробация этих технологий в Китае, России, Аргентине, Австралии, что приводит к росту добычи сланцевой нефти в мире с 220 млн т в 2015 г. до 480 млн т к 2040 г. (Рисунок 2.51).

Рисунок 2.51 – Добыча нефти сланцевых плевов по ключевым странам-производителям



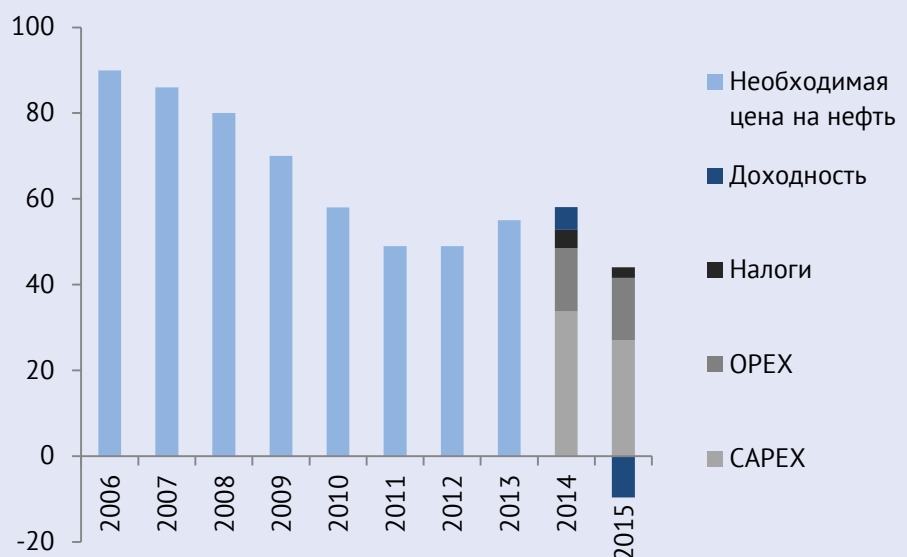
Источник: ИНЭИ РАН

### Добыча сланцевой нефти в США

До 2015 г. добыча жидких углеводородов низкопроницаемых пород<sup>31</sup> (далее – сланцевой нефти) росла интенсивными темпами. В 2016 г. рост добычи сменился ее снижением. По данным EIA, за первую половину 2016 г.<sup>32</sup> добыча сланцевой нефти на ключевых формациях в США снизилась на 0,5 млн барр. в сутки (на 10 % от показателей конца 2015 г.). Вместе с тем EIA оценивает технически извлекаемые запасы сланцевой нефти на этих формациях, где произошло снижение добычи, на уровне 6,5 млрд т<sup>33</sup>, что свидетельствует о том, что классический пик сланцевой добычи, связанный с исчерпанием ресурсной базы, вероятнее всего, еще не пройден, а значит, причины снижения производства следует искать скорее в плоскости экономики, нежели в плоскости геологии.

Стоит отметить, что уровни цен безубыточности<sup>34</sup> добычи сланцевой нефти неуклонно снижались с начала ее разработки, вплоть до 2011–2012 гг. (Рисунок 2.52), сланцевая индустрия проходила нисходящий отрезок «кривой обучения», то есть за счет технологических инноваций происходило снижение затрат на извлечение нефти.

**Рисунок 2.52 – Динамика средних цен безубыточности при добыче сланцевой нефти, долл. 2014/барр.**



Источники: составлено авторами по данным ИНЭИ РАН, отчетности компаний Pioneer, EOG и Continental, данные Labyrinth Consulting Services, Inc.

После 2012 г. затраты в выражении «год к году» начали возрастать, что косвенно могло быть интерпретировано как прохождение американской сланцевой индустрией нижней точки «кривой обучения» и вероятное исчерпание потенциала снижения себестоимости за счет технологического развития.

Однако в 2015–2016 гг. многим компаниям удалось дополнительно сократить цены безубыточности. Так, три крупные нефтяные компании, осуществляющие разработку на формациях Bakken и Eagle Ford, смогли обеспечить в 2015 г. среднее сокращение удельных операционных затрат на 10 % и капитальных более чем на 20 %<sup>35</sup>, по большей части за счет снижения объемов бурения при одновременном повышении средней

31 Подробнее о классификациях нефтей сланцевых плеев см. Грушевенко Д., Грушевенко Е. под ред. Кулагина В., Митровой Т., Макарова А. Нефть сланцевых плеев – новый вызов энергетическому рынку? М. ИНЭИ РАН, 2012.

32 U.S. Energy information Administration Shale in the United States, October 19, 2016: [https://www.eia.gov/energy\\_in\\_brief/article/shale\\_in\\_the\\_united\\_states.cfm](https://www.eia.gov/energy_in_brief/article/shale_in_the_united_states.cfm)

33 U.S. Energy information Administration Shale oil and shale gas resources are globally abundant JUNE 10, 2013: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=11611>

34 Цена безубыточности (breakeven price) – такая цена нефти, при которой рентабельна разработка определенного месторождения, с учетом полных удельных капитальных и операционных затрат, налоговых отчислений, транспорта до магистральных трубопроводов или железной дороги и прибыли.

35 Art Berman Rig Productivity is a Red Herring The Petroleum Truth Report on September 7, 2015: <http://www.artberman.com/rig-productivity-is-a-red-herring/>

продуктивности буровой установки. К 2016 г. произошло практически четырехкратное снижение количества активных буровых по сравнению с рекордными значениями 2012 г., но это не столь остро сказалось на добыче, как предполагалось многими экспертами<sup>36, 37</sup>. Снижение объемов бурения в свою очередь вызвало дефляцию стоимости нефтегазового сервиса и заставило уйти с рынка наименее эффективные компании. Одновременно добывающие компании для поддержания текущих уровней добычи были вынуждены перейти к разработке исключительно высокопродуктивных участков сланцевых месторождений.

Эти факторы хоть и позволили частично компенсировать удар от падения цен в краткосрочном периоде (комфортные цены для сланцевых нефтяных компаний по-прежнему превышают 50 долл. за барр.), однако в перспективе вряд ли способны обеспечить долгосрочную стабильность для американской сланцевой индустрии. Работа в убыток на наиболее высокопродуктивных участках сланцевых месторождений на практике означает одновременно:

- и подрыв финансовой стабильности добывающих и сервисных компаний, что в сочетании с уже начавшимися проблемами с привлечением новых заемных средств и высокой кредитной зависимостью в индустрии может привести к банкротству значительного числа небольших компаний,
- и ускоренное истощение наиболее привлекательных ресурсов сланцевой нефти.

В прогнозном периоде дальнейшее развитие сланцевой добычи в США – одна из ключевых неопределенностей на мировом рынке жидких углеводородов.

В Критическом сценарии мы ожидаем умеренный прирост добычи сланцевой нефти в США на период 2020–2030 гг., что отражает предпосылки о затяжном кризисе в отрасли и функционировании ключевых компаний в условиях околонулевой доходности на фоне сравнительно невысоких цен данного сценария. К 2035 г. во всех сценариях прогнозируется некоторый прирост добычи, обеспеченный ростом мировых цен на нефть, и последующий ее спад, вызванный практически полным исчерпанием имеющейся ресурсной базы (Рисунок 2.53). Отметим, что имеющихся в настоящее время извлекаемых запасов нефти США едва хватает на реализацию Критического сценария добычи, а Вероятный и Благоприятный сценарии подразумевают крупномасштабный прирост в прогнозном периоде технически извлекаемых запасов, который уже к 2020–2025 гг. должен осуществляться за счет геолого-разведочных работ и дальнейшего совершенствования технологий, необходимых для повышения коэффициента извлечения сланцевой нефти.

Рисунок 2.53 – Прогноз добычи сланцевой нефти США по трем сценариям



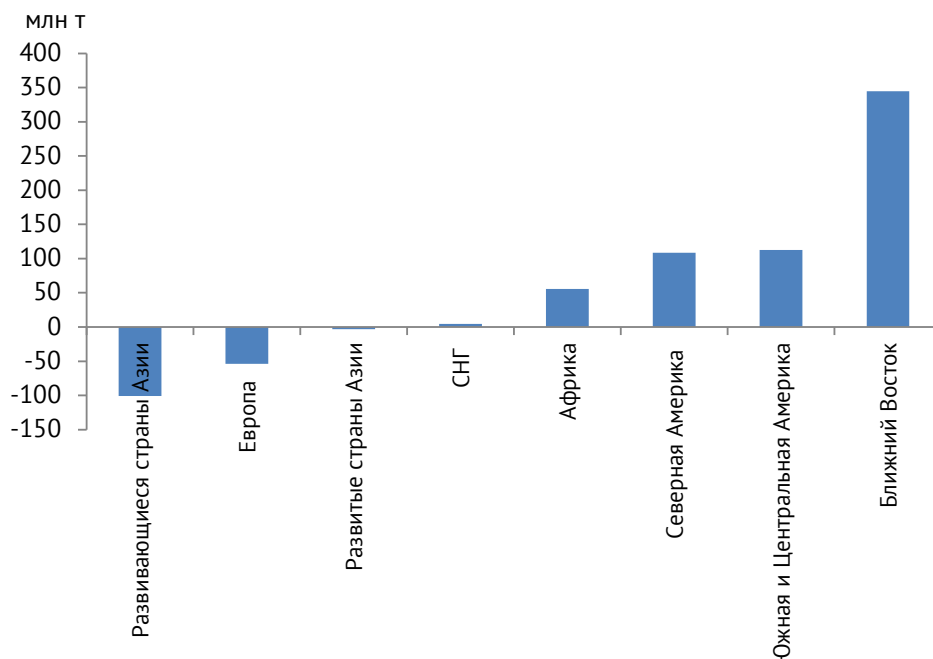
Источник: ИНЭИ РАН

36 Baker Hughes Rig Count Overview & Summary Count, <http://phx.corporate-ir.net/phoenix.zhtml?c=79687&p=irol-rigcountoverview>

37 Drilling Productivity Report, US Energy Information Administration, August, 2014 (Updated March, 2016).

В региональном разрезе ключевой прирост добычи в Вероятном сценарии будет обеспечен странами Ближнего Востока (345 млн т за период 2015–2040 гг.), наиболее существенный вклад в прирост производства в регионе внесут Ирак и Саудовская Аравия (Рисунок 2.54).

**Рисунок 2.54 – Изменение объемов добычи жидких углеводородов в 2015–2040 гг. по регионам мира, Вероятный сценарий**



Источник: ИНЭИ РАН

Иранская нефтяная промышленность после практически 10 лет санкций сейчас переживает небывалый подъем. За десять месяцев 2016 г. суточный объем добычи в стране возрос с 2,8 до 3,5 млн барр./сут. (порядка 175 млн т в год) за счет восстановления и выхода на полную мощность месторождений. Планы страны весьма амбициозны: чтобы достичь к 2021 г. уровня добычи в 240 млн т в год, требуется порядка 70 млрд долл. иностранных инвестиций<sup>38</sup> с привлечением которых могут возникнуть проблемы. Кроме того, после 10 лет санкций большей части международных европейских и американских компаний еще только предстоит наладить со страной деловые связи.

По нашим оценкам, в Иране до 2025 г. сохранится относительно стабильный уровень добычи порядка 180 млн т в год и только затем произойдет ее рост до уровня поставленных страной стратегических целей. В зависимости от сценария к 2040 г. добыча в стране может составить от 260 до 290 млн т.

Более стабильный с точки зрения международной политики и менее стабильный с точки зрения внутривнутриполитической обстановки Ирак, по нашим оценкам, также не сможет существенно нарастить добычу и привлечь иностранных инвесторов до 2020 г., тем более страна не сможет достичь собственных амбициозных целей — добывать до 300 млн т нефти в год уже к 2020 г.<sup>39</sup>. Как и в Иране, реализация подобных планов возможна

38 Michael McDonald Iran's Oil Production Is Slowing Fast Jun 27, 2016: <http://oilprice.com/Energy/Energy-General/Irans-Oil-Production-Is-Slowing-Fast.html>

39 Julianne Geiger Iran And Iraq To Increase Oil Output Despite OPEC Meeting In September Sep 08, 2016: <http://oilprice.com/Latest-Energy-News/World-News/Iran-And-Iraq-To-Increase-Oil-Output-Despite-OPEC-Meeting-In-September.html>

Ускоренное развитие технологий добычи нетрадиционной нефти в Благоприятном сценарии является вызовом для традиционных производителей Ближнего Востока ближе к концу прогнозного периода

ближе к концу прогнозного периода, к 2040 г. в зависимости от сценария страна может производить от 296 до 340 млн т в г.

Крупнейший мировой экспортер нефти Саудовская Аравия сможет остаться лидером мировой нефтедобычи в Вероятном и Критическом сценариях – помогут низкие издержки на производство, колоссальная ресурсная база и относительная стабильность страны, позволяющая привлекать значительные объемы внешних инвестиций.

В Благоприятном сценарии добыча в стране к 2040 г. составит 588 млн т против 645 млн т в Вероятном сценарии. Благоприятный сценарий в целом оказывается не столь удачным для трех ключевых производителей Ближнего Востока на конец периода. На Атлантическом рынке ближневосточные гиганты вынуждены вступать в конкурентную борьбу с различными видами североамериканской нетрадиционной нефти, а также с нефтью Венесуэлы, которые за счет дальнейшего развития технологий добычи будут оставаться весьма конкурентоспособными по затратам в течение всего прогнозного периода, в то время как нефть, производимая на Ближнем Востоке, напротив, продолжит дорожать, в первую очередь из-за необходимости нести бóльшие, нежели в Критическом и Вероятном сценариях, издержки на разведку, из-за более быстрых темпов роста добычи в начале периода и, как следствие, более быстрого истощения имеющейся в регионе ресурсной базы. Кроме того, отметим, что сама емкость Атлантического рынка оказывается в этом сценарии меньше, нежели в Вероятном и Критическом, из-за существенно более быстрых темпов внедрения энергоэффективных технологий и технологий, обеспечивающих замещение нефти другими энергоносителями. На Тихоокеанском рынке ближневосточные производители столкнутся с конкурентами из Северной Америки, в первую очередь – с производителями Канады, которые к тому моменту наладят сбытовую инфраструктуру на азиатском направлении, и странами СНГ, которые уже тесно связаны с азиатскими покупателями сетью трубопроводов и долгосрочными контрактами на поставку нефтяного сырья.

Положение прочих производителей Ближнего Востока, по сценариям, относительно стабильно, в начале периода до 2020 г. ожидается некоторое снижение добычи из-за задержки ввода новых проектов на фоне низких цен нефти, после чего добыча в странах региона восстановится и к 2040 г. составит порядка 460 млн т в Вероятном и Критическом сценариях, а в Благоприятном за счет трансфера технологий добычи нетрадиционной и глубоководной нефти – возрастет до 470 млн т.

Невзирая на пик добычи сланцевой нефти, суммарная добыча жидких углеводородов в Северной Америке в Вероятном сценарии вырастет (в первую очередь – за счет нефтеносных песчаников) и достигнет к 2040 г. в США отметки в 500 млн т (на 11,5 % выше уровня 2013 г.), в Канаде – 380 млн т (на 95 % выше уровня 2013 г.). Добыча в Мексике в Вероятном и в Благоприятном сценариях на протяжении всего прогнозного периода останется относительно стабильной – в районе 100–125 млн т. В Критическом сценарии ожидается снижение объемов добычи в Мексике до 75 млн т. Новым проектам страны, которая пока, несмотря на либерализацию нефтяного законодательства<sup>40</sup>, не может привлечь необходимое число инвесторов, придется столкнуться с жесткой конкурентной борьбой на мировом рынке нефти в условиях сдержанного спроса и низких цен, которую они, скорее всего, проиграют более дешевым ближневосточным проектам и более привлекательным с точки зрения инвестиционного климата проектам в соседних США и Канаде.

40 JUAN MONTES Mexico Opens Energy Sector to Private Investors Aug. 7, 2014 <http://www.wsj.com/articles/mexico-opens-energy-sector-to-private-investors-1407392884>

Значительная неопределенность связана с перспективами роста добычи в Южной и Центральной Америке, где ключевые потенциальные источники прироста добычи – Бразилия и Венесуэла – страны, нефтяная промышленность которых сейчас переживает сложные времена<sup>41, 42</sup>. В Критическом сценарии в условиях низкого мирового спроса на жидкие топлива, невысоких темпов роста экономики и отсутствия технологических прорывов, которые могли бы позволить коммерциализировать разработку труднодоступных и нетрадиционных ресурсов, добыча в регионе к 2040 г. составит всего 444 млн т против 363 млн т в 2015 г.; в Благоприятном сценарии за счет развития технологий добычи сверхтяжелой нефти и их перенаправления из Канады и США в Венесуэлу, – 532 млн т; в Вероятном – 483 млн т (Таблица 2.3).

Таблица 2.3 – Прогноз добычи жидких углеводородов в ключевых странах и регионах мира, млн т

	2010	Вероятный сценарий						Критический сценарий	Благоприятный сценарий
		2015	2020	2025	2030	2035	2040	2040	2040
<b>Северная Америка</b>	<b>649</b>	<b>910</b>	<b>977</b>	<b>949</b>	<b>960</b>	<b>985</b>	<b>1001</b>	<b>969</b>	<b>1033</b>
Мексика	146	128	107	126	109	120	125	81	129
Канада	16	216	250	264	314	342	378	397	377
США	333	567	620	559	537	523	498	491	527
<b>Южная и Центральная Америка</b>	<b>386</b>	<b>396</b>	<b>399</b>	<b>444</b>	<b>465</b>	<b>483</b>	<b>476</b>	<b>430</b>	<b>565</b>
Бразилия	111	132	150	195	229	245	259	195	283
Венесуэла	146	135	124	129	124	129	111	104	150
<b>Европа</b>	<b>192</b>	<b>160</b>	<b>143</b>	<b>138</b>	<b>128</b>	<b>115</b>	<b>102</b>	<b>106</b>	<b>108</b>
<b>Страны СНГ</b>	<b>663</b>	<b>682</b>	<b>711</b>	<b>696</b>	<b>691</b>	<b>677</b>	<b>670</b>	<b>576</b>	<b>708</b>
Казахстан	80	79	87	90	100	104	109	92	113
Россия	512	541	547	531	512	495	480	443	515
<b>Развивающиеся страны Азии</b>	<b>423</b>	<b>399</b>	<b>407</b>	<b>372</b>	<b>338</b>	<b>292</b>	<b>292</b>	<b>265</b>	<b>285</b>
Китай	203	215	221	183	156	124	112	112	126
Индия	41	41	43	43	42	40	39	39	41
<b>Ближний Восток</b>	<b>1271</b>	<b>1412</b>	<b>1356</b>	<b>1469</b>	<b>1563</b>	<b>1658</b>	<b>1690</b>	<b>1740</b>	<b>1639</b>
Иран	212	183	180	181	191	222	260	290	270
Ирак	122	197	182	257	274	315	330	340	296
Саудовская Аравия	474	569	581	594	644	672	642	645	601
<b>Африка</b>	<b>492</b>	<b>398</b>	<b>388</b>	<b>430</b>	<b>436</b>	<b>433</b>	<b>457</b>	<b>378</b>	<b>476</b>
Ливия	78	20	24	44	46	50	50	14	66
Ангола	91	89	84	73	75	65	80	66	68
Нигерия	122	113	115	119	123	130	139	109	139
<b>МИР</b>	<b>4007</b>	<b>4361</b>	<b>4382</b>	<b>4499</b>	<b>4581</b>	<b>4644</b>	<b>4688</b>	<b>4474</b>	<b>4841</b>

Источник: ИНЭИ РАН

В зоне риска и рост добычи в Африке, в частности перспективы восстановления добычи в Ливии, а также прирост добычи на глубоководных месторождениях Анголы и Нигерии, для которых требуется привлече-

41 Nick Cunningham Future Of Brazil's Oil Industry In Serious Doubt Nov 16, 2015 <http://oilprice.com/Energy/Crude-Oil/Future-Of-Brazils-Oil-Industry-In-Serious-Doubt.html>

42 Marianna Parraga Lack of investment, payment delays hamper Venezuela oil output Aug 15, 2016 <http://www.reuters.com/article/us-pdvsa-output-idUSKCN10Q0D6>

ние новых технологий и иностранных инвестиций. Так, в Критическом сценарии добыча в регионе сравнительно стабильна: 380–400 млн т на протяжении всего прогнозного периода. В Вероятном сценарии добыча на 2040 г. составит 457 млн т против 400 млн т в 2015 г., в Благоприятном за счет привлечения иностранных инвестиций, стабилизации политической ситуации и доступа к иностранным технологиям она может возрасти до 476 млн т.

В странах СНГ добыча в Вероятном сценарии проходит пик к 2020 г. и затем снижается до 670 млн т, преимущество из-за падения добычи в России и Азербайджане. Будущие объемы добычи в Казахстане во многом зависят от реализации производственного потенциала Кашагана и варьируются от 92 млн т в 2040 г. в Критическом сценарии до 113 млн т в Благоприятном.

В Европе и азиатских странах добыча нефти в прогножном периоде снижается во всех сценариях.

### *Переработка нефти*

В прогножном периоде во всех сценариях ожидается рост переработки нефти по мере увеличения мирового спроса на нефтепродукты. Изменение структуры спроса на нефтепродукты, в частности — снижение спроса на темные нефтепродукты и одновременный рост спроса на светлые, приведет к необходимости адаптировать мировые нефтеперерабатывающие мощности, в первую очередь — повысить глубину нефтепереработки, обеспечить не столько объем первичной переработки, сколько строительство вторичных мощностей. Эта тенденция отразится на всех регионах во всех сценариях.

Лидерами по приросту мощностей станут Ближний Восток и Азия, на долю которых в Вероятном сценарии придется около 70 % от мирового ввода мощностей к 2040 г., при этом 40 % придется на одни только развивающиеся страны Азии. Внутри региона лидировать по увеличению объемов переработки будут Китай и Индия, где к 2040 г. ожидается прирост мощностей по первичной переработке нефти в размере 145 млн т и 30 млн т соответственно, что составит 58 % от прироста мощностей во всем регионе. Стоит отметить, что, в то время как развивающиеся страны будут наращивать переработку нефти, развитые страны Азии, напротив, будут сокращать объемы переработки по мере сокращения спроса на нефтепродукты. В странах Азии, входящих в ОЭСР, ожидается сохранение уже наметившейся тенденции на рост экспорта продуктов и сокращение объемов первичной переработки: на 54 млн т в Вероятном сценарии, на 57 млн т — в Критическом и на 24 млн т — в Благоприятном.

Ключевыми драйверами для роста мощностей по первичной переработке на Ближнем Востоке, в первую очередь в Саудовской Аравии и в ОАЭ, станут рост внутреннего спроса в регионе и стратегическая переориентация на собственную переработку сырья для создания условий экономического роста и экспорта продуктов с высокой добавленной стоимостью, а не только сырой нефти<sup>43,44</sup>. В Вероятном сценарии на Ближнем Востоке ожидается строительство 236 млн т дополнительных перерабатывающих мощностей к 2040 г.

43 Saudi Aramco REVIEW Oil giant's focus on downstream, OGN Volume 33/ Issue; 43, October-November, 2016, доступно по ссылке: [http://www.oilandgasnewsworldwide.com/Article/35787/Oil\\_giant's\\_focus\\_on\\_downstream](http://www.oilandgasnewsworldwide.com/Article/35787/Oil_giant's_focus_on_downstream)

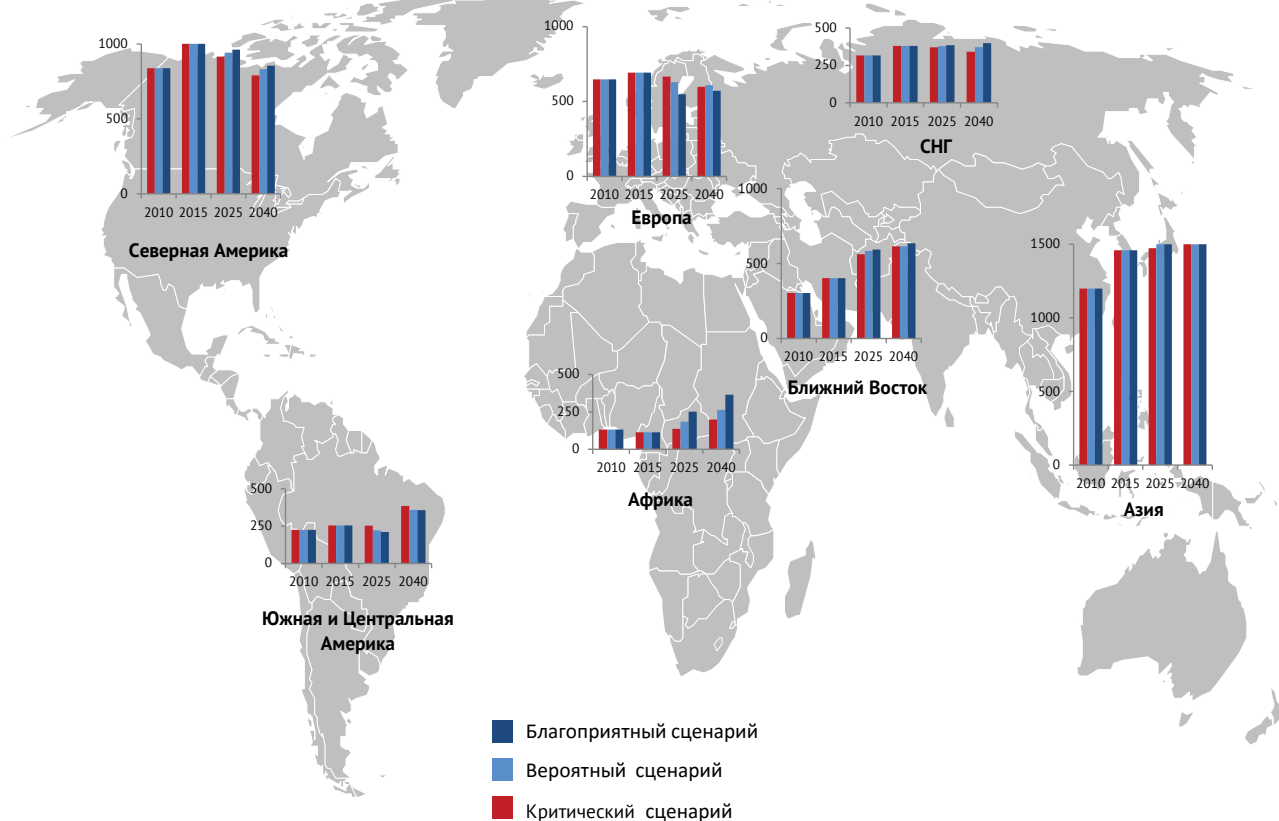
44 Anthony McAuley Aramco plans to expand upstream and downstream market share May 28, 2016, доступно по ссылке: <http://www.thenational.ae/business/energy/aramco-plans-to-expand-upstream-and-downstream-market-share>



В Европе в Вероятном сценарии объемы переработки сократятся до 610 млн т к 2040 г. против 635 млн т в 2015 г. Темпы этого снижения, однако, ожидаются более низкие, нежели темпы снижения спроса на нефтепродукты. Излишки продуктов переработки, в первую очередь автомобильных бензинов, будут экспортироваться из Европы на рынки Северной Америки и Африки.

Ключевой тенденцией развития нефтепереработки в странах СНГ во всех сценариях станет технологическое совершенствование существующих вторичных мощностей для удовлетворения качественно и количественно растущего спроса. Лидером этого процесса станет Российская Федерация<sup>45, 46</sup>. В Вероятном сценарии ожидается ввод 136 млн т вторичных мощностей к 2040 г., что позволит полностью удовлетворить растущий внутренний спрос и нарастить экспорт нефтепродуктов даже при учете снижения объемов первичной переработки от показателей 2015 г. (Рисунок 2.55).

Рисунок 2.55 – Объемы первичной переработки нефти по сценариям, млн т



Источник: ИНЭИ РАН

В Северной Америке, где под влиянием увеличения добычи сланцевой нефти в США в последние пять лет наблюдался устойчивый рост как объемов переработки, так и установленных перерабатывающих мощностей, предполагается изменение этого тренда, несмотря на ожидаемый рост суммарных объемов добычи нефтяного сырья. В Вероятном сценарии

45 Капустин Н.О., Осипова Е.Д. Системный анализ мероприятий четырехстороннего соглашения // Нефть, газ и бизнес, 2015, № 6, с. 13–18.

46 Kapustin, N., & Grushevenko, D. (2016, Spring). Russia refines on. Energy Focus (26), p. 89–94.

объемы переработки в Северной Америке значительно сократятся и к 2040 г. составят 832 млн т (против 950 млн т в 2015 г.), причем весь объем снижения будет происходить за счет изменений в нефтепереработки США, а объемы мощностей и их загрузка в Канаде и Мексике ожидаются относительно стабильными в прогнозном периоде.

### Переработка сланцевой нефти

Нефть, добываемая на двух крупнейших сланцевых формациях Bakken и Eagle Ford<sup>47</sup> (суммарный объем добычи на двух формациях по итогам 2015 г. – свыше 100 млн т, или 20 % от суммарной добычи в США) классифицируется как сверхлегкая низкосернистая и близка по составу и товарным свойствам к эталонной для североамериканского рынка WTI (Таблица 2.4).

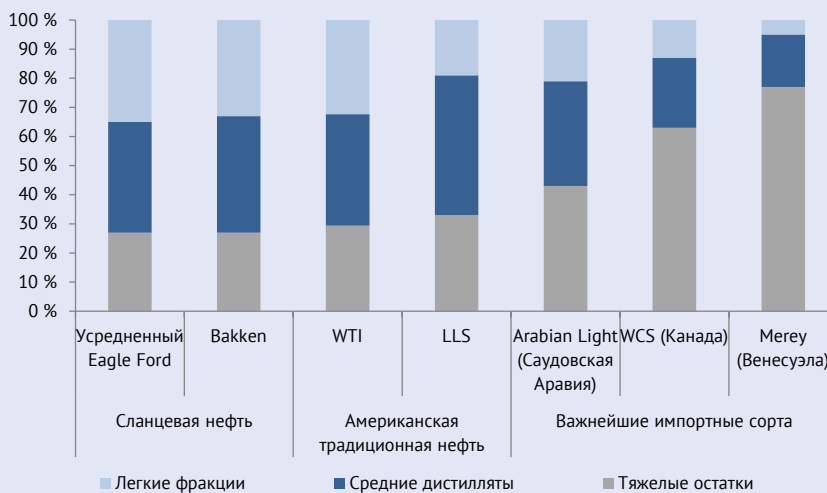
Таблица 2.4 – Сравнение качества наиболее распространенных в США сортов нефти

	Сланцевая нефть		Американская традиционная нефть		Важнейшие импортные сорта		
	Усредненный Eagle Ford	Усредненный Bakken	WTI	LLS	Arabian Light (Саудовская Аравия)	WCS	Merey
Плотность (кг/м <sup>3</sup> )	791	814	823	843	858	932	957
Сернистость, %	0,1	0,2	0,3	0,4	2,0	3,2	2,5

Источники: составлено ИНЭИ РАН по данным OUP, Grace

Легкое низкосернистое сырье на мировом рынке, как правило, стоит дороже и представляет большую ценность для нефтепереработчиков благодаря высокому содержанию легких углеводородных фракций и меньшей коррозионной активности. Для сравнения, потенциальное содержание светлых фракций<sup>48</sup> в легких сланцевых нефтях превышает 70 %, в то время как в тяжелых, например ключевых для США импортных канадских и венесуэльских сортах (около 50 % импорта), едва достигает 30–40 % (Рисунок 2.56).

Рисунок 2.56 – Сравнение фракционного состава наиболее распространенных в США сортов нефти



Источник: составлено ИНЭИ РАН по данным OUP, Grace

Тем не менее, ценность низкосернистых нефтей для США не так однозначна, как для большинства регионов мира. Структура нефтеперерабатывающей промышленности страны такова, что высококомплексные нефтеперерабатывающие заводы, расположенные на побережье Мексиканского залива и обеспечивающие около 50 % от суммарных нефтеперерабатывающих мощностей США, были модернизированы для переработки тяжелого и высокосернистого сырья, импортируемого из Канады, Венесуэлы и с Ближнего Востока. Понесенные капитальные затраты позволили НПЗ США повысить маржинальность за счет более дешевого

47 В связи со значительной неоднородностью состава сланцевых нефтей из разных пропластков месторождения для анализа использовались усредненные значения.

48 Включающих в себя широкую фракцию легких углеводородов, бензиновую, керосиновую и дизельную фракции.

сырья и одновременно обеспечили стабильно высокий спрос на тяжелую нефть<sup>49</sup>, что привело к уменьшению дисконта от эталонных сортов.

Рост добычи сланцевой нефти в США привел к увеличению загрузки низкокомплексных мощностей, однако из-за технологических особенностей переработки не позволил выместить с НПЗ Мексиканского залива импортные нефти. Департамент энергетики США неоднократно<sup>50, 51</sup> заострял внимание на том, что сегодня наращивание объемов переработки легкой нефти представляет ряд технологических проблем, требующих дополнительных капиталовложений и изменения технологических схем заводов.

Таким образом, нефтеперерабатывающая промышленность США в настоящее время находится на развилке: либо обеспечить реконструкцию перерабатывающих мощностей под более легкое собственное сырье, либо обеспечить масштабный экспорт этого легкого сырья с одновременным импортом тяжелых нефтей.

Политика США в части организации переработки сланцевой нефти во многом определит структуру мировой торговли нефтью и нефтепродуктами.

Неопределенность в выборе долгосрочной стратегии США в части развития перерабатывающих мощностей формирует точку бифуркации в американской и, как следствие, — в мировой нефтеперерабатывающей отрасли, возможные траектории выхода из которой различаются по сценариям:

- В Вероятном сценарии ключевым источником импорта в США в период до 2020-2025 гг станут традиционные канадские поставки. После 2020-2025 гг к ним присоединятся сравнительно близкие по транспортному плечу к заводам Мексиканского залива поставщики из Южной и Центральной Америки (по мере увеличения добычи в Бразилии и Венесуэле). Объемы ближневосточного импорта, в первую очередь из-за значительной транспортной удаленности поставщиков региона, а во вторых из-за ожидаемого после 2020 г. роста затрат на добычу в регионе (подробнее см. раздел «Предложение жидких топлив») будут снижаться на протяжении всего прогнозного периода. Наиболее перспективным для экспорта представляется рынок АТР, в то время как экспорт в Европу столкнется с теми же сложностями, что и на внутреннем рынке, — большинство нефтеперерабатывающих мощностей ЕС спроектированы под переработку средних высокосернистых нефтей России и Ближнего Востока, а легкой нефти из США придется конкурировать с легкой нефтью из Африки. Перерабатывающие же мощности в этом сценарии будут по большей части сфокусированы на обеспечении внутреннего спроса США, а также на экспорте в страны Южной и Центральной Америки и Европы и сократятся до 722 млн т.
- В Благоприятном сценарии в США ожидается преобладание политики энергетической безопасности и реиндустриализации. Зависимость от импорта будет снижена за счет вовлечения максимальных объемов собственной нефти в переработку, что потребует крупномасштабной адаптации НПЗ под легкое сырье. Разрыв между добычей и спросом будет покрываться преимущественно импортом из Канады, Мексики и Венесуэлы. Излишки нефтепродуктов будут направляться на экспорт, преимущественно в Европу и Южную Америку, излишки нефти — на рынки АТР. Развитие нефтепереработки придаст дополнительный стимул экономике США. Уровни переработки в этом сценарии претерпят наименьшее сокращение — до 745 млн т в 2040 г. против 810 млн т в 2015 г. Изменения торговых потоков нефти и нефтепродуктов в США показаны на рисунке (Рисунок 2.57).
- В Критическом сценарии не ожидается значительных расхождений в части развития нефтепереработки в США по сравнению с Вероятным сценарием.

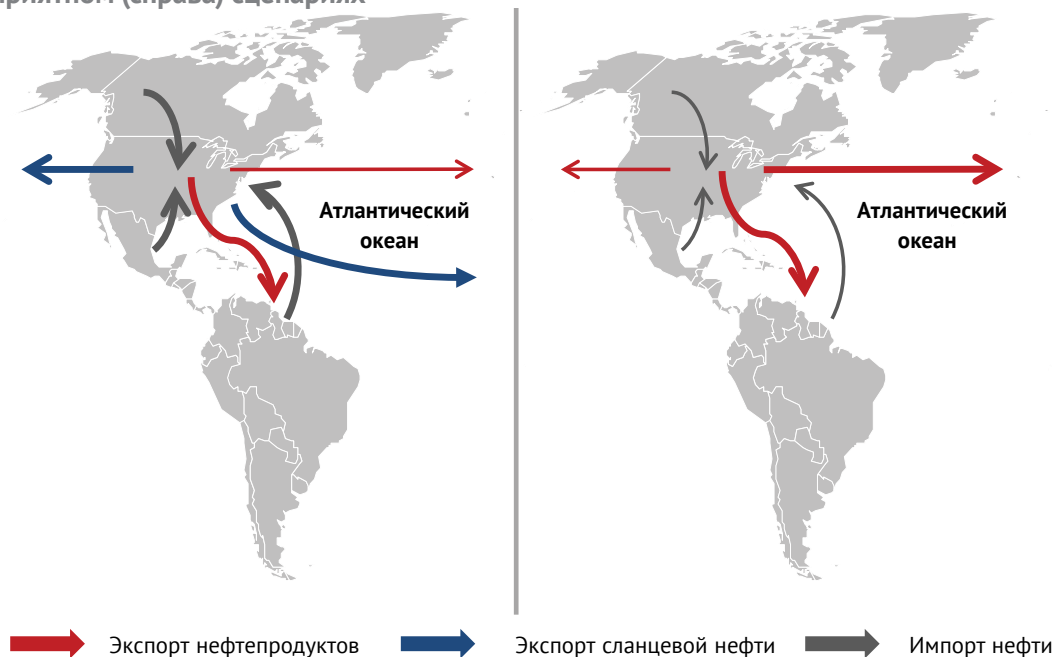
49 How much for that heavy oil? Oil sands Magazine, <http://www.oilsandsmagazine.com/news/2015/12/26/how-much-for-that-heavy-oil>

50 Technical Options for Processing Additional Light Tight Oil Volumes within the United States — U.S. Energy Information Administration (EIA); Washington, DC; April, 2015.

51 Implications of Increasing U.S. Light Tight Oil Production — U.S. Energy Information Administration (EIA); Turner, Mason & Company; Dallas, Texas; April, 2015.

Еще одна существенная неопределенность в части перспектив развития мирового перерабатывающего комплекса – Африканский регион, там тенденции и перспективы развития нефтепереработки имеют существенные отличия по сценариям и оказывают значительное влияние на формирование перспектив развития мирового рынка нефти и нефтепродуктов.

Рисунок 2.57 – Торговые потоки жидких углеводородов США в Вероятном (слева) и Благоприятном (справа) сценариях



Источник: ИНЭИ РАН

#### Вызовы для перерабатывающей промышленности Африки

Из всех регионов мира Африка обладает наименее развитой нефтеперерабатывающей инфраструктурой. Большинство НПЗ построено в 1960–70-е гг. с минимумом вторичных установок. Неудовлетворительное техническое состояние перерабатывающих и инфраструктурных мощностей не позволяет полностью загрузить даже имеющиеся первичные мощности, средняя загрузка по региону редко превышает 60 %. Для заводов характерны малые мощности и слабая транспортная инфраструктура. В 2015 г. из 183 млн т потребления нефтепродуктов только около 100 млн т покрывалось за счет собственной переработки. В связи с этим, несмотря на достаточно обширную ресурсную базу и статус экспортера сырой нефти, Африка находится в глубокой зависимости от импорта нефтепродуктов, в первую очередь из Европы и стран Ближнего Востока.

Главным препятствием для развития нефтепереработки в регионе, помимо инфраструктурных ограничений и политической нестабильности (угрозы терроризма, насильственных смен политических режимов и т. п.), является низкая платежеспособность населения, вынуждающая государства субсидировать внутренние цены на нефтепродукты и, как следствие, приводящая к практически нулевой маржинальности НПЗ, реализующих нефтепродукты на внутреннем рынке<sup>52</sup>.

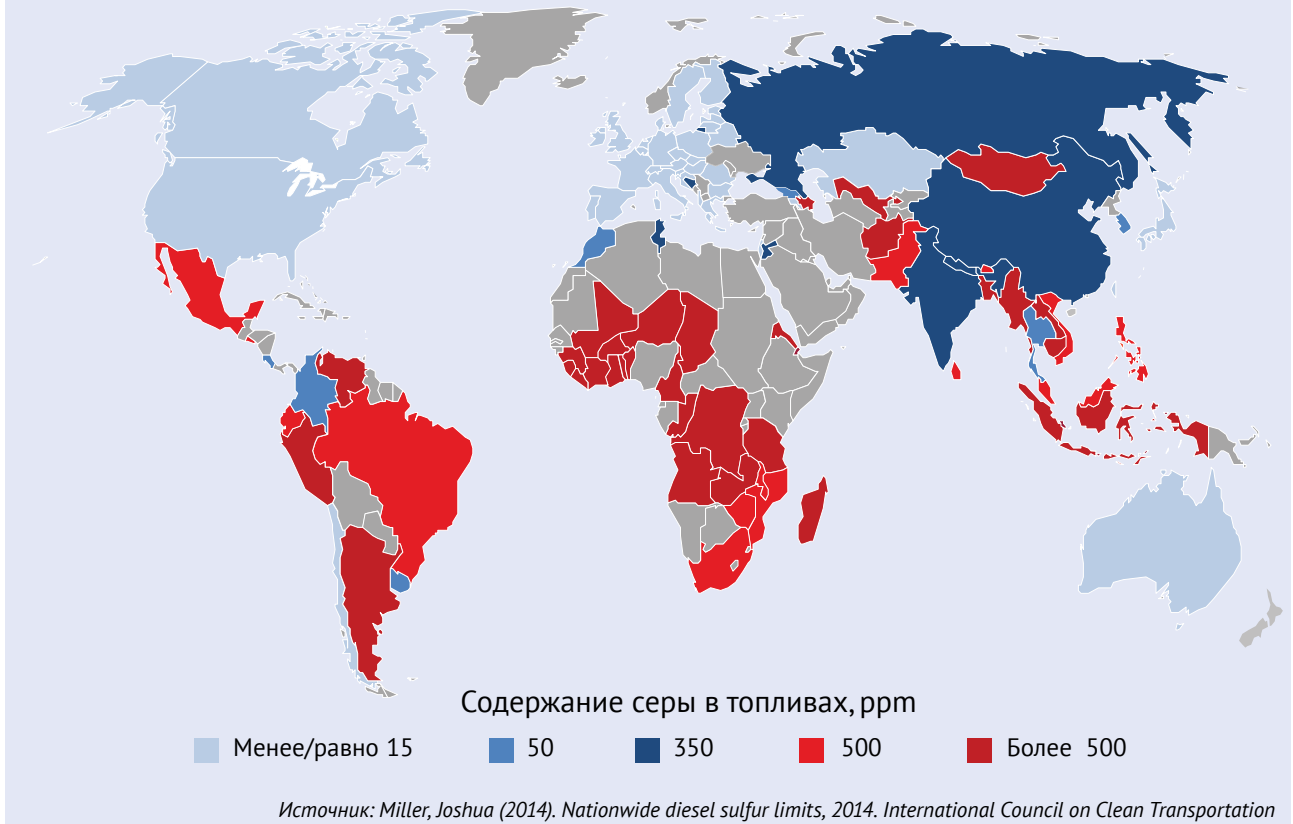
Учитывая состояние нефтепереработки в большинстве африканских стран, можно сделать вывод, что для удовлетворения перспективного роста за счет собственных перерабатывающих мощностей потребуются капиталовложения, исчисляемые сотнями млрд долл., притоку которых мешает крайне непривлекательный инвестиционный климат. Один из перспективных путей преодоления сложившейся негативной конъюнктуры – перемещение выбывающих из эксплуатации в прогнозном периоде нефтеперерабатывающих мощностей развитых стран (в первую очередь – Европы) в Африку, что является значительно более дешевой альтернативой строительству «с нуля».

Альтернативой развитию собственных мощностей в том или ином виде является дальнейшее наращивание импорта из других регионов. Однако продолжение этой политики потребует или увеличения государственных расходов на субсидирование цен для населения, или, что вероятнее, роста цен, что в свою очередь

52 CITAC Africa Ltd: A Study of Oil Refining in Sub-Saharan Africa.

приведет к дестимулированию потребления и замедлению роста спроса в Африке. Дополнительным препятствием для проведения такой политики является структура спроса, в первую очередь формируемого крайне устаревшим транспортным парком, зачастую несовместимым с современными топливами, являющимися стандартом для большинства регионов мира (в первую очередь в отношении серы, см. Рисунок 2.58).

Рисунок 2.58 – Карта национальных стандартов на содержание серы в топливах



В Вероятном сценарии в Африке строительство новых и перемещение выбывающих из других регионов мощностей позволят нарастить объемы переработки до 263 млн т в 2040 г. Однако темпы развития не будут достаточны для полного удовлетворения перспективного спроса на нефтепродукты и разница между спросом и предложением продолжит покрываться за счет импорта из Европы.

В Благоприятном сценарии ожидается более масштабное перемещение выводящихся европейских нефтеперерабатывающих мощностей в африканские страны. Такое развитие переработки вкупе со строительством запланированных мощностей позволит нарастить объемы переработки до 365 млн т к 2040 г., что должно быть достаточным для обеспечения текущего и перспективного спроса за счет местного сырья. Налаживание собственного производства в регионе должно положительно сказаться на обеспеченности населения нефтепродуктами и на общей экономической ситуации.

Параметры Критического сценария не дают возможности ни развернуть в Африке масштабного строительства НПЗ, ни обеспечить в достаточных объемах импорта нефтепродуктов, что может привести к тяжелой энергетической ситуации на континенте

В Критическом сценарии африканская нефтепереработка стагнирует в большей части прогнозного периода из-за недостатка инвестиций и планы по новому строительству не выполняются в полном объеме. Объемы переработки достигнут лишь 199 млн т к 2040 г. Потенциальный спрос на нефтепродукты будет невозможно удовлетворить даже за счет наращивания импорта, поскольку негативная экономическая ситуация снизит доступность импорта, что приведет к тяжелой энергетической ситуации в большей части континента.

Развилки в части организации нефтепереработки в Северной Америке и Африке являются ключевыми зонами неопределенности для мировой переработки, оказывающими значительное влияние на другие регионы. Так, организация переработки в США серьезно затрагивает исторически тесно связанные рынки Северной, Южной и Центральной Америки, оказывает влияние на европейскую нефтепереработку. Организация переработки в Африке может иметь серьезное воздействие на перерабатывающий сектор Ближнего Востока и Европы, изменения на которых в свою очередь воздействуют на страны СНГ (Таблица 2.5).

**Таблица 2.5 – Ключевые изменения по сценариям в развитии нефтепереработки в сравнении с Вероятным сценарием в основных регионах мира**

Регион / сценарий	Критический сценарий	Благоприятный сценарий
Северная Америка	Не происходит существенных изменений в части организации нефтепереработки. Нехватка собственной ресурсной базы вынуждает снижать мощности по первичной переработке, увеличивать импорт продуктов из стран Южной и Центральной Америки.	НПЗ адаптируются под легкое сырье собственного производства, объемы первичной переработки возрастают при одновременном снижении импорта и экспорта, как сырья, так и продуктов переработки.
Южная и Центральная Америка	Объемы первичной переработки несколько возрастают по отношению к показателям Вероятного сценария к 2040 г. Начинается экспорт нефтепродуктов в Северную Америку.	Объем первичной переработки несколько снижаются, относительно показателей Вероятного сценария, что связано с отсутствием ниши на североамериканском рынке. Сужение экспортной ниши при этом частично компенсируется ростом внутреннего спроса в регионе.
Ближний Восток	Несмотря на более низкий мировой спрос на нефтепродукты, снижения объемов переработки в регионе не происходит. Увеличивается экспорт продукции в Африку.	Наличие современных технологий для организации высококомплексных перерабатывающих заводов непосредственно в регионе в сочетании с выбытием мощностей в Европе стимулирует рост объемов первичной переработки в регионе и экспорт нефтепродуктов на ключевые рынки.
Европа	Объемы переработки снижаются по сравнению с Вероятным сценарием, несмотря на более высокий спрос в регионе из-за нехватки инвестиций в сравнительно «дорогую» собственную европейскую переработку. Возрастает импорт из стран Ближнего Востока, Азии.	Снижение внутреннего спроса на европейском рынке дестимулирует развитие низкомаржинальной переработки, организуется диверсифицированный импорт из стран Северной Америки, Ближнего Востока, СНГ. Собственные мощности в регионе демонтируются и частично продаются в Африку.
СНГ	Снижаются объемы первичной переработки из-за более низкого собственного спроса региона.	Возрастают объемы первичной переработки, как за счет роста спроса в регионе, так и за счет снижения объемов переработки в Европе.
Африка	Существенно сокращаются планы по строительству мощностей по переработке из-за нехватки инвестиций, осуществляется импорт с Ближнего Востока.	Организуется масштабное строительство НПЗ и перевоз подержанного оборудования из стран Европы. Регион в значительной мере (практически на 100 %) обеспечивает спрос собственным производством.
Азия не-ОЭСР	Объемы переработки снижаются от показателей Вероятного сценария из-за более низкого внутреннего спроса в регионе.	Существенных изменений не происходит, объемы переработки немного возрастают по сравнению с Вероятным сценарием, большая часть мощностей к концу прогнозного периода направлена на удовлетворение внутреннего спроса.
Азия ОЭСР	Объемы переработки практически нечувствительны к изменениям сценарных условий.	Объемы переработки практически нечувствительны к изменениям сценарных условий.

Источник: ИНЭИ РАН

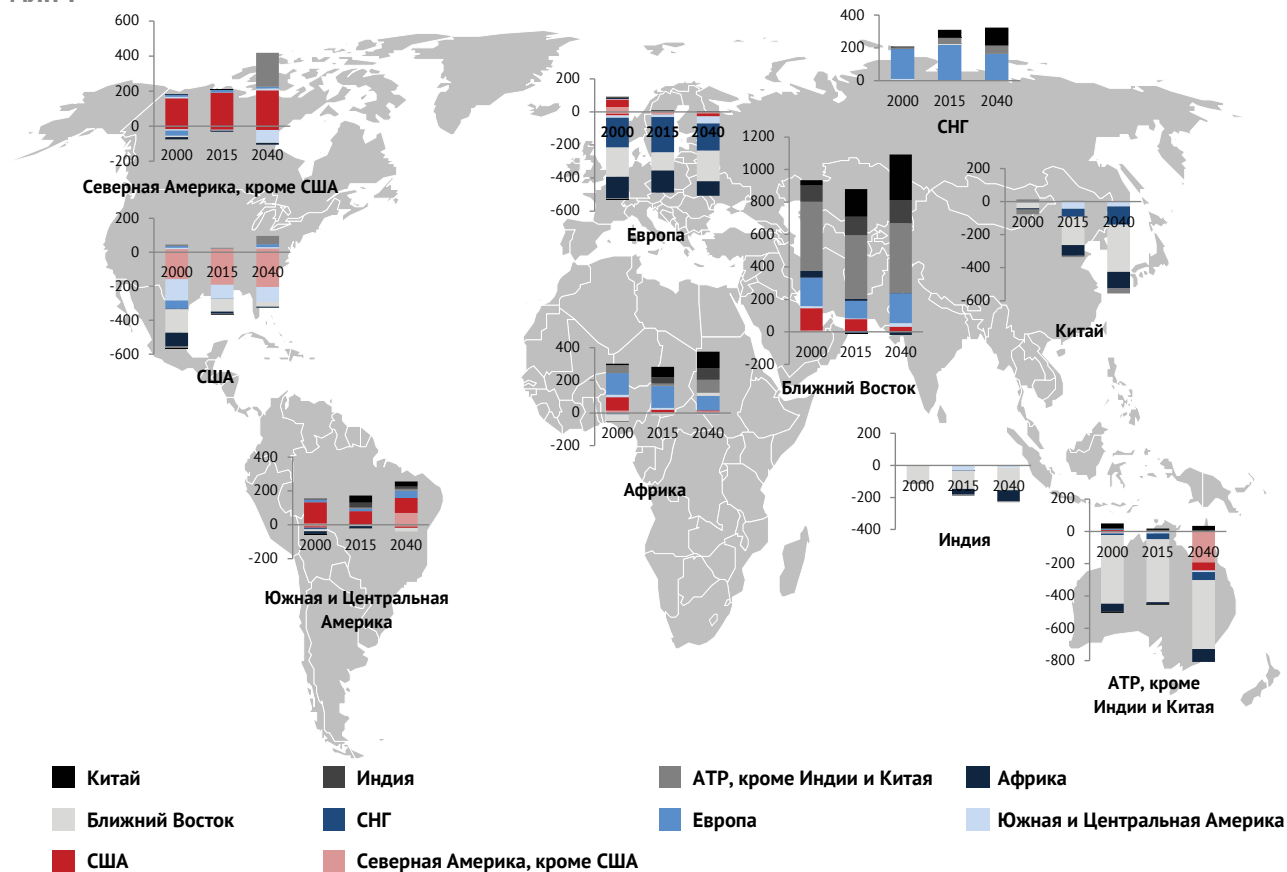
### Торговля нефтью

В прогнозном периоде не ожидается революционных изменений в структуре международной и межрегиональной торговли нефтью. В Вероятном сценарии США в не смогут обеспечить собственную потребность в сырье для переработки собственной добычей, однако импорт



страны существенно сократится, в первую очередь за счет сокращения импорта из стран Ближнего Востока и Африки. Ключевыми поставщиками на рынок США станут страны Северной Америки и Южной и Центральной Америки, преимущественно Венесуэла и Бразилия. Экспорт из США будет осуществляться в основном в Азиатско-Тихоокеанский регион и Европу, кроме того, экспорт в страны АТР существенно увеличит Канада (Рисунок 2.59).

Рисунок 2.59 – Экспорт (положительные значения) и импорт (отрицательные значения) сырой нефти по ключевым странам и регионам мира с направлениями поставок, Вероятный сценарий, млн т



Источник: ИНЭИ РАН

Превращение Северной Америки в нетто-экспортера нефтяного сырья не означает полного отказа от импорта, что обусловлено особенностями перерабатывающего комплекса США, рассчитанного под переработку тяжелых импортных нефтей

В целом Северная Америка в Вероятном сценарии уже к 2020 г. из нетто-импортера станет нетто-экспортером сырой нефти. Тем не менее, становление региона в качестве нетто-экспортера не означает полного отказа от импорта сырья, что связано с особенностями американской нефтепереработки, как уже было указано выше. Ключевые объемы экспорта из Северной Америки будут направлены в Азиатско-Тихоокеанский регион.

Кроме североамериканских поставщиков, поставки на рынок АТР в прогнозном периоде существенно нарастят страны Африки, СНГ (преимущественно на рынок Китая) и Ближнего Востока (возрастут объемы экспорта в Китай, Индию и прочие страны региона), а вот южноамериканские поставщики несколько потеряют свои позиции в Азии. Обусловлено это отчасти тем, что рост внутреннего спроса и переработки в Южной и Центральной Америке будет опережать прирост добычи, что приведет к общему снижению их экспортного потенциала, а также тем, что поставщики из этих регионов окажутся более конкурентоспособны на Атлантическом рынке, нежели на Тихоокеанском.



В целом в прогнозном периоде АТР окажется самым импортозависимым регионом, объемы поставок нефти в него возрастут с 970 до 1346 млн т, а доля импортной нефти в объеме переработки составит 82 % (Таблица 2.6). Аналогичная высокая импортная зависимость будет наблюдаться и в Европе, однако в абсолютном выражении объемы поставок вырастут незначительно: с 488 до 508 млн т. Важно отметить, что две ключевые экономики региона: Индия и Китай – практически на 50 % будут зависеть по импорту от поставок из стран Ближнего Востока.

Таблица 2.6 – Доля нетто-импорта сырой нефти в общем объеме ее потребления по сценариям

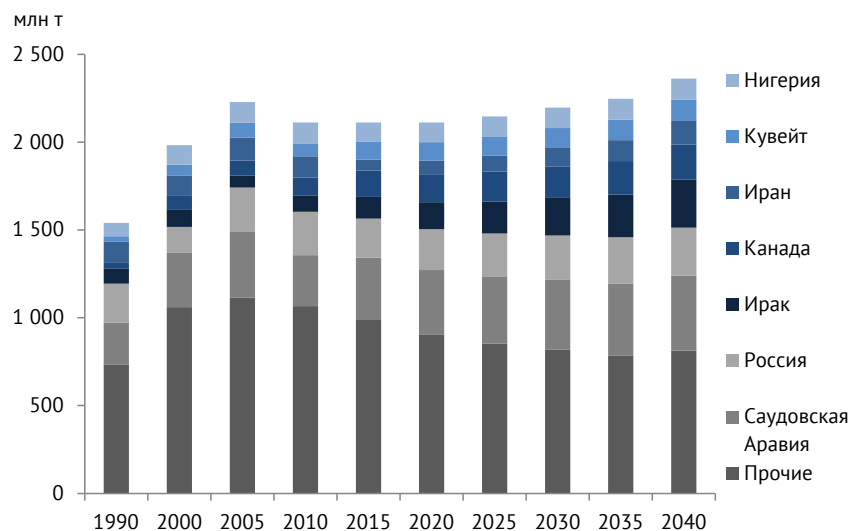
	Вероятный сценарий, %						Критический сценарий, %	Благоприятный сценарий, %
	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2040	2040
<b>Северная Америка</b>	<b>16</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
США	41	34	32	32	30	31	28	29
<b>Европа</b>	<b>73</b>	<b>76</b>	<b>78</b>	<b>79</b>	<b>80</b>	<b>82</b>	<b>82</b>	<b>81</b>
<b>Страны АТР</b>	<b>70</b>	<b>71</b>	<b>76</b>	<b>79</b>	<b>82</b>	<b>82</b>	<b>82</b>	<b>82</b>
<b>Развивающиеся страны Азии</b>	<b>64</b>	<b>65</b>	<b>70</b>	<b>75</b>	<b>81</b>	<b>83</b>	<b>82</b>	<b>81</b>
Китай	80	82	84	84	85	86	83	86
Индия	43	43	43	42	40	39	39	41

Источник: ИНЭИ РАН

Структура поставок в Европу в прогнозном периоде остается сравнительно стабильной, несколько увеличатся объемы поставок сырья из стран Ближнего Востока, Южной и Центральной Америки при одновременном снижении поставок нефти из Африки. Основной традиционный поставщик – страны СНГ – на 30 % сократит объемы поставок в регион, отчасти из-за переориентации на восточное направление, отчасти из-за сокращения экспортного потенциала стран региона.

В составе крупнейших экспортеров на нефтяном рынке также не ожидается каких-либо революционных изменений. Пятнадцать крупнейших стран-экспортеров сохраняют свое положение на мировом рынке в прогнозном периоде, при этом первая пятерка экспортеров: Саудовская Аравия, Россия, Ирак, Канада, Иран – даже наращивает свое влияние (Рисунок 2.60).

Рисунок 2.60 – Объемы мирового экспорта нефти с выделением ключевых стран-экспортеров, Вероятный сценарий



Источник: ИНЭИ РАН

Параметры Благоприятного сценария приводят к тому, что, несмотря на большие, чем в Вероятном сценарии, объемы мирового спроса на нефть, объемы мировой торговли оказываются ниже

В Критическом сценарии к 2040 г. ближневосточный экспорт занимает 61 % от общего объема мировой торговли против 52 % в 2015 г. и 55 % в Вероятном сценарии, что, учитывая политическую нестабильность многих стран региона, может привести к проблемам с обеспечением энергетической безопасности ключевых импортеров нефти

В Благоприятном сценарии, несмотря на большие, чем в Вероятном сценарии, объемы мирового спроса, объемы межрегиональной торговли ниже. В первую очередь это связано с сокращением объемов импорта и экспорта сырья из Северной Америки по мере адаптации перерабатывающих мощностей США под переработку собственной легкой нефти.

Сужение импортной ниши на североамериканском рынке ужесточает конкурентную борьбу на рынке АТР, куда будет вынуждена сбывать дополнительные, по сравнению с Вероятным сценарием, объемы нефти Южная Америка и Африка. Тем не менее, экспортная ниша в АТР настолько велика, что страны СНГ даже наращивают поставки в регион, а вот Ближний Восток сокращает, осуществляя переориентацию на переработку нефти на собственных мощностях.

Сокращаются в Благоприятном сценарии по сравнению с Вероятным и возможности для поставок сырой нефти в Европу, что связано с меньшим спросом на нефтепродукты в регионе и с частичным переносом в Африку европейских нефтеперерабатывающих заводов, на которые будет поставляться ближневосточная нефть.

В Критическом сценарии к 2040 г. объемы межрегиональной торговли сырой нефтью также сокращаются по сравнению с показателями Вероятного сценария (с 2041 до 1898 млн т). Как и в Вероятном сценарии, в Критическом Северная Америка поставляет значительные объемы нефти на рынок АТР, импортируя при этом сырье для собственной переработки из Ближнего Востока, Южной и Центральной Америки. Существенно в Критическом сценарии к 2040 г. сокращаются экспортные возможности Южной и Центральной Америки (практически вдвое по отношению к Вероятному сценарию: 80 млн т против 158 млн т) и стран СНГ (231 млн т против 298 млн т), что обусловлено более низкой добычей углеводородного сырья в этом сценарии. А вот роль поставок с нестабильного Ближнего Востока в международной торговле сырой нефтью, напротив, существенно возрастает: в Критическом сценарии к 2040 г. ближневосточный экспорт занимает 61 % от общего объема мировой торговли против 52 % в 2015 г. и 55 % в Вероятном сценарии.

### *Равновесные цены нефти*

В предыдущих исследованиях<sup>53, 54, 55</sup> мы неоднократно отмечали высокую вероятность снижения нефтяных цен под влиянием целого ряда существенных изменений, происходивших на рынке жидких топлив в последние пять лет, хотя и не предполагали столь радикальных изменений на мировом рынке в столь короткие сроки и столь сильных ценовых провалов до отметок в 40-50 долл./барр. К ключевым причинам мы относили рост добычи сланцевой нефти, выход на рынок новых или возвращение старых, относительно дешевых по затратам производителей (Иран, Ирак, Бразилия), отмечали возможность влияния на цены сокращения спроса.

Падение цен, начавшееся во второй половине 2014 г., имеет в первую очередь фундаментальное объяснение, обусловленное изменениями спроса и предложения на мировом рынке нефти.

53 Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года (2013) / Отв. ред.: Л. М. Григорьев, Т. А. Митрова; науч. ред.: А. А. Макаров. М.: ИНЭИ РАН/Аналитический центр при Правительстве РФ, 2013.

54 Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года (2014) / Отв. ред.: Л. М. Григорьев, Т. А. Митрова; науч. ред.: А. А. Макаров. М.: ИНЭИ РАН/Аналитический центр при Правительстве РФ, 2014.

55 Макаров А. А. — общая редакция. Нефть сланцевых плеев — новый вызов энергетическому рынку? Информационно-аналитический обзор. М.; ИНЭИ РАН, 2012.

Популярные теории глобальных геополитических заговоров или махинаций спекулянтов на рынках нефтяных деривативов интересны для широкого читателя. Однако мы не видим на данном этапе ни для одной возможной группы игроков достаточно веских долгосрочных выгод от искусственного удержания низкого уровня цен в долгосрочном периоде, а также ни у одной крупной группы игроков в настоящее время не имеется достаточно мощных инструментов для долгосрочного манипулирования нефтяным рынком.

#### Низкие цены на нефть для ключевых игроков рынка: краткосрочные выгоды или долгосрочные риски?

Помимо фундаментальных теорий одним из распространенных объяснений динамики цен на нефть зачастую становится гипотеза о манипулировании ценами на нефть отдельными участниками рынка нефти или третьими сторонами в политических или экономических целях, а именно:

- к группам игроков, традиционно «заинтересованным» в низких ценах на нефть, относят:
  - страны – импортеры ископаемого топлива, заинтересованные в снижении нефтяных цен с целью снижения издержек и поддержания темпов экономического роста<sup>56</sup>;
  - теоретическую коалицию импортеров нефти и относительно устойчивых к снижению цен экспортеров нефти с целью ослабить экономический и политический потенциал менее устойчивых экспортеров по геополитическим соображениям<sup>57,58</sup>;
  - производителей нефти с низкими затратами на добычу с целью вытеснить новых поставщиков с предположительно более высокими издержками<sup>59</sup>;
- к группе игроков, традиционно «заинтересованной» в высоких ценах на нефть, обычно относят всех производителей нефти, которые нацелены на максимизацию доходов, укрепление своих позиций на международной политической и экономической арене<sup>60</sup>, а также производителей альтернативных источников энергии;
- кроме того, часто обсуждается вопрос о том, что ценами на мировых рынках управляют спекулянты и трейдеры, не участвующие как крупные игроки на реальном нефтяном рынке, но управляющие им через рынок деривативов<sup>61</sup>. Важно отметить при этом, что трейдеры не заинтересованы как в таковом в определенном уровне цены, они заинтересованы в высокой волатильности нефтяных котировок, необходимой для повышения прибыльности спекулятивных операций. Они лишь подхватывают существующий на рынке ценовой тренд, но не задают его направление.

Мы проанализировали эффект от низких нефтяных цен для ключевых перечисленных групп игроков, которые могут восприниматься как некие объективные мотивы для целенаправленного воздействия на мировой рынок нефти в краткосрочном, среднесрочном и долгосрочном периоде (Рисунок 2.61).

56 Aasim M. Husain, Rabah Arezki, Peter Breuer, Vikram Haksar, Thomas Helbling, Paulo Medas, Martin Sommer, and an IMF Staff Team Global Implications of Lower Oil Prices, IMF, 2015.

57 Швейцер Петер. Победа. Роль тайной стратегии администрации США в распаде Советского Союза социалистического лагеря. Минск, 1995.

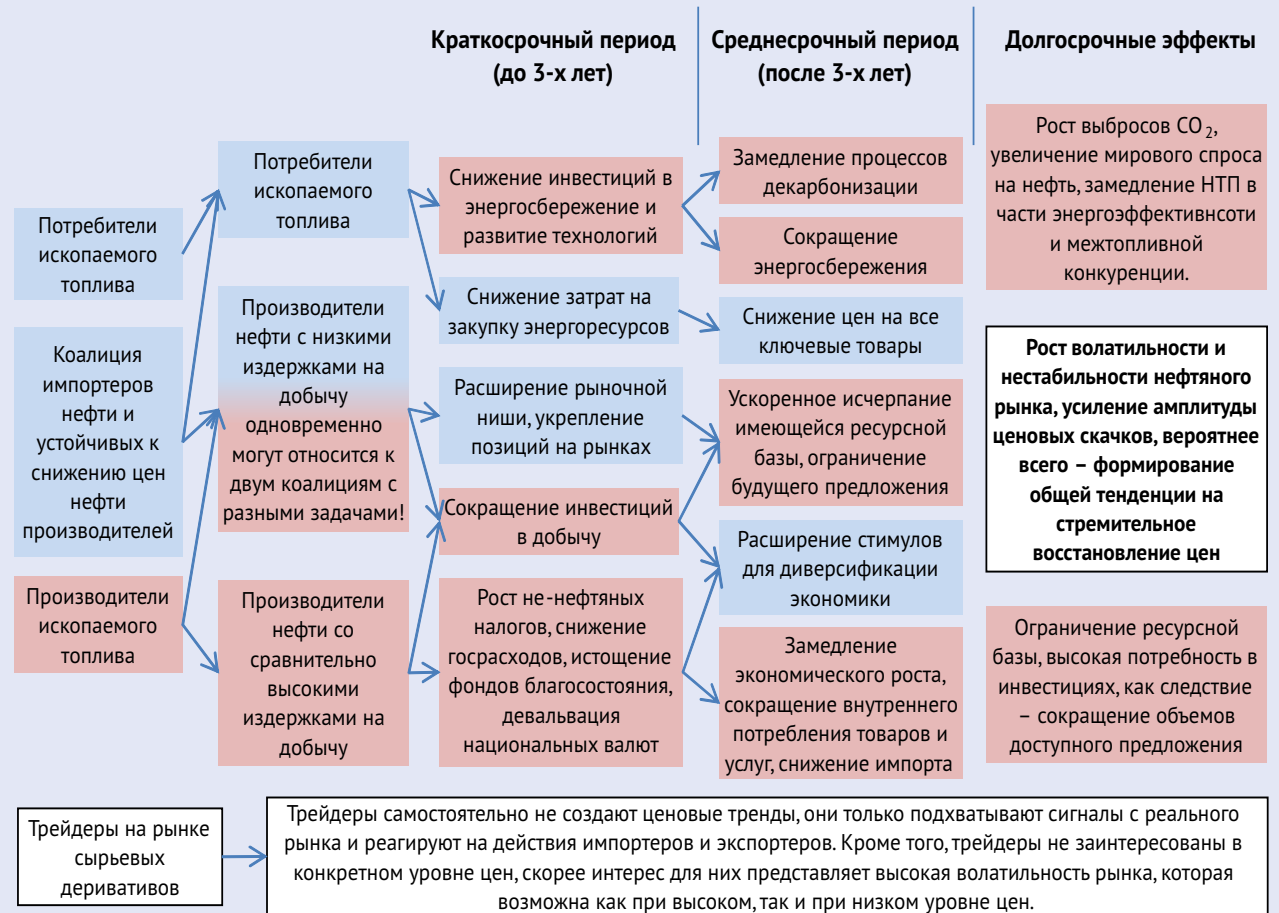
58 Лариса Авдеева. Нефтяной заговор против России может убить мировую экономику. Посольский Приказ, 2016.

59 BENOIT FAUCON, SUMMER SAID, SAURABH CHATURVEDI Saudi Arabia Cuts Asian Oil Prices to Counter Rivals Russia, Iraq and Iran <http://www.wsj.com/articles/saudi-arabia-cuts-asian-oil-prices-to-counter-rivals-russia-iraq-and-iran-1470416304>

60 Olatunde Dodondawa How Russia, OPEC partnership may push crude price to долл. 80/barrel <http://tribuneonlineng.com/russia-opec-partnership-may-push-crude-price-80barrel/>

61 Бушуев В.В., Конопляник А.А., Миркин и др. Цены на нефть: анализ, тенденции, прогноз. М.: ИД «Энергия», 2013. 344 с.

**Рисунок 2.61 – Эффект от низких цен на нефть для разных групп игроков в краткосрочном, долгосрочном и среднесрочном периодах**



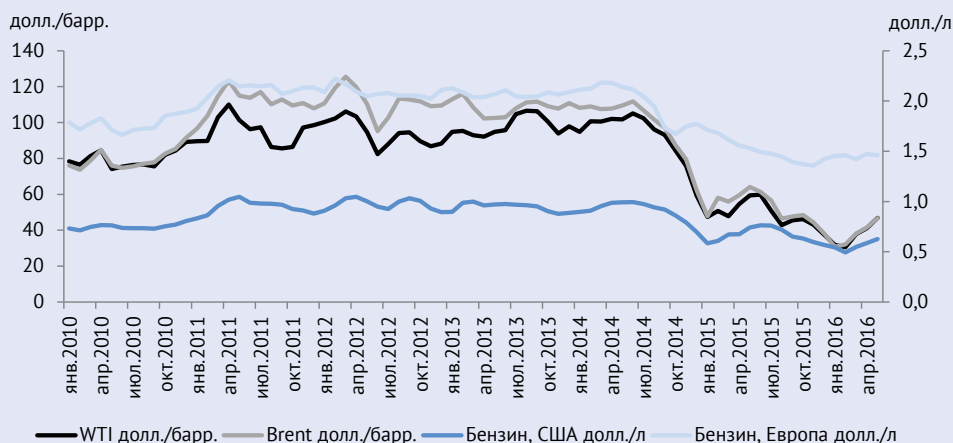
*Примечание: синим цветом отмечены группы игроков, которые могут быть заинтересованы в низких ценах и возможные «позитивные» последствия от низких цен для различных участников рынка. Красным цветом отмечены группы игроков, которые не заинтересованы в низких ценах на нефть и возможные негативные эффекты от сохранения низких цен для различных групп игроков.*

*Источник: ИНЭИ РАН*

В краткосрочном периоде теоретически выгоды от низких нефтяных цен получают страны – импортеры нефтяного сырья, в которых происходит сокращение затрат на закупку энергоресурсов, что по идее должно привести к снижению цен большинства ключевых товаров. Тем не менее снижение мировых цен на нефть не всегда означает сокращение затрат реальных экономических контрагентов, которые платят не за нефть, а за потребляемые нефтепродукты, а вот розничные (или мелкооптовые) цены на нефтепродукты зачастую зависят не только и не столько от мировых котировок нефти, сколько от фискальной политики государства. Так, за период с января 2014 г. по сентябрь 2016 г. мировые котировки нефти Brent снизились в 2,2 раза, а средневзвешенные розничные цены на бензин на европейском рынке опустились за аналогичный период всего на 20 % (Рисунок 2.62). Таким образом, тезис о безусловном удешевлении ключевых производственных товаров за счет существенного снижения затрат на энергоресурсы выглядит спорным.

Производители с наиболее низкими по отрасли затратами (Саудовская Аравия, Ирак, Иран), теоретически готовые к ценовой войне, несомненно, в условиях низких мировых цен оказываются в сравнительно более выигрышном положении, нежели страны с более высокими затратами на добычу, однако эффект от такого «выигрыша» весьма скоротечен. Игра на понижение для таких игроков – запуск бомбы с часовым механизмом: ускоренная разработка недр с низкой рентабельностью производства ведет к быстрому истощению доступной ресурсной базы на фоне снижения налоговых поступлений от добычи и продажи углеводородов, а значит, уже в среднесрочной перспективе такие игроки попадут в ту же ситуацию, что и остальные, – им понадобятся значительные инвестиции для поддержания и восстановления добычи, а инвесторы с неохотой предоставляют кредиты нефтяному бизнесу в период низких цен.

Рисунок 2.62 – Среднемесячные цены на сырую нефть, розничные цены на бензин в США и Европе

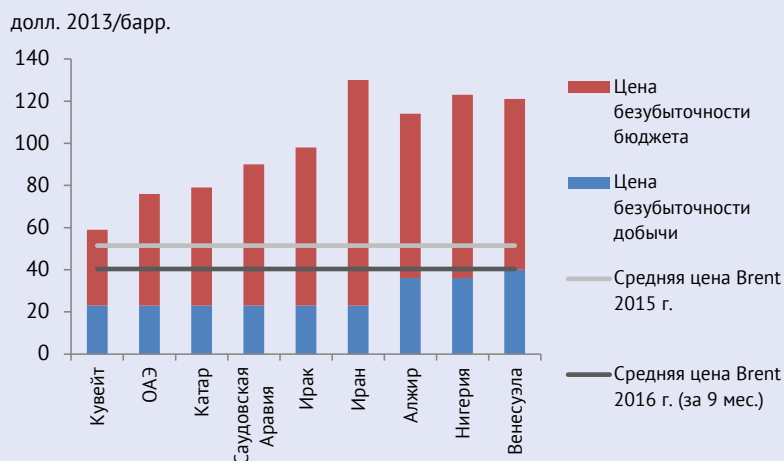


Источники: EIA, Eurostat

Кроме того, в период низких цен такие страны сталкиваются с дефицитом бюджета, а значит, вынуждены сворачивать социальные программы, тратить фонды национального благосостояния и даже увеличивать налоговую нагрузку на остальные отрасли экономики, что в конечном итоге приводит к социальным конфликтам и повышению политической неустойчивости. Анализ «цен, необходимых для обеспечения безубыточности бюджетов»<sup>62</sup> стран ОПЕК показывает, что в 2015 г. ключевым производителям ОПЕК требовалась цена от 60 до 120 долл./барр. (Рисунок 2.63).

Фактически сиюминутная выгода от «доминирования» на рынке посредством ценовой войны и захвата рыночных ниш уже в среднесрочном периоде обернется для таких производителей значительными убытками и ущербом для действующих политических режимов. Ярким примером несостоятельности подобной политики «захвата рынков» может служить Саудовская Аравия, которая еще в начале февраля 2016 г. заявляла о том, что для страны приемлемы даже цены нефти в 20 долл./барр.<sup>63</sup>, и реализовывала нефть с дисконтом от мировых бенчмарков<sup>64</sup>, а после вступила в переговорный процесс о сдерживании добычи внутри ОПЕК и за ее (ОПЕК) пределами, в том числе с Россией, Казахстаном, Азербайджаном, а кроме того, была вынуждена тратить средства суверенного фонда и серьезно сокращать бюджетные расходы<sup>65</sup>.

Рисунок 2.63 – Цены безубыточности добычи нефти и цены необходимые для обеспечения безубыточности бюджетов некоторых членов ОПЕК в 2015 г., средние цены нефти в 2015–2016 гг.



Источники: Deloitte (2015) Oil Prices in Crisis, US DOE официальный сайт <http://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=p&s=rbrte&f=m>

62 Цены безубыточности бюджетов - такие цены нефти при котором бюджет страны-экспортера без существенного изменения фискальной политики оказывается нулевым, т.е. бюджетные расходы сравниваются с бюджетными доходами

63 Ольга Надикто. WSJ узнала о попытке Саудовской Аравии заключить секретную сделку с ОПЕК, <http://www.rbc.ru/economics/30/09/2016/57edf1379a79473b2c21b38f>

64 Saudi Arabia Slashes Crude Price To Asia, Oilprice.com, Aug 01, 2016, <http://oilprice.com/Energy/General/Saudi-Arabia-Slashes-Crude-Price-To-Asia.html>

65 Александр Ратников. Суверенные фонды Саудовской Аравии устроили распродажу из-за цен на нефть, <http://www.rbc.ru/economics/12/10/2015/561be6fd9a7947de0afaeb86>

Нельзя не отметить и влияния низких цен на нефть на процессы декарбонизации экономики и диверсификации энергетического баланса как стран ОЭСР, так и развивающихся стран. В период «дешевых» углеводородов у стран – импортеров энергоресурсов теряются объективные стимулы для перехода на более дорогие, но более экологичные источники энергии для развития энергоэффективных технологий, в то время как страны-экспортеры попросту не имеют средств для проведения климатической политики. Таким образом, в долгосрочном периоде низкие цены могут негативно сказаться на темпах декарбонизации и снижения углеродоемкости мировой экономики и энергетики.

Итак, с точки зрения долгосрочного развития ни у одной группы игроков на данном этапе не существует объективных мотивов для оказания воздействия на нефтяной рынок, нефтяная отрасль и рынки подчиняются обычным законам экономики. В большинстве случаев экономической логики без геополитических соображений достаточно для объяснения основных тенденций.

Ключевые изменения фундаментальных факторов в 2014–2016 гг., которые значительно повлияли на цены и вывели их на уровень в 40–50 долл./барр. против ожидаемых 70–110 долл./барр.:

*мировой спрос на нефть в 2015 г. оказался несколько меньше прогнозируемого:*

- выше ожидаемых оказались темпы падения спроса на жидкие топлива в Европе;
- Северная Америка (в первую очередь – США), несмотря на дешевый ресурс собственного производства (сланцевые жидкие углеводороды), нарастила внутреннее потребление крайне незначительно;
- нестабильная экономическая ситуация в ряде развивающихся стран привела к меньшим, чем ожидалось ранее, объемам потребления нефтепродуктов;

*объемы дешевого мирового предложения (по цене ниже 50 долл./барр.) при этом значительно возросли (практически на 300 млн т);*

- в выражении «год к году» продолжился значительный рост добычи нефти в США (так, в 2015 г. объем ее добычи составил 560 млн т, против ожидаемых в «Прогнозе-2014»<sup>66</sup> – 480 млн т), причем основной прирост пришелся на сланцевую нефть со средними ценами безубыточности добычи в 50–55 долл./барр.;
- произошло существенное увеличение добычи нефти на Ближнем Востоке – на 60 млн т от прогнозных отметок, причем основной ее прирост (97 % прироста или 70 млн т в год за 2014–2015 гг.) обеспечивался всего тремя производителями: Ираном, Ираком и Саудовской Аравией, чьи полные затраты на добычу оцениваются менее чем в 30 долл./барр. Кроме того, свободные мощности ОПЕК на протяжении всех 2015–2016 гг. не опускались ниже 1,3 млн барр. в сутки (то есть составили свыше 80 млн т в год), при их цене безубыточности ниже 30 долл./барр.;
- беспрецедентно высокий уровень запасов хранилищ стран ОЭСР в 2015–2016 гг. обеспечивал рынку еще 1,2–1,7 млн барр. в сутки (порядка 70 млн т в год) условно бесплатного предложения;
- невзирая на реальные производственные затраты и их соотношение с рыночными ценами нефти, крупнейшие производители нефти (ОПЕК, США и Россия) перешли на стратегию захвата рын-

66 Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года. М., ИНЭИ РАН - АЦ при Правительстве РФ, 2014.



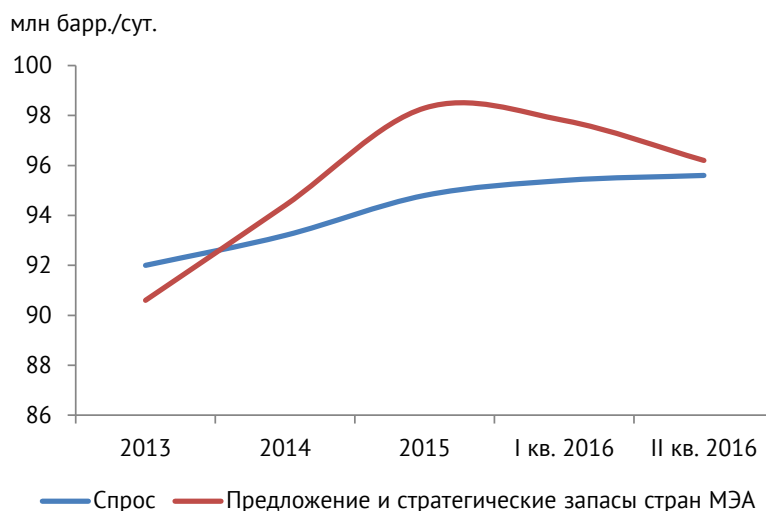
ков – так, например, в 2015–2016 гг. Саудовская Аравия пошла на беспрецедентные скидки от рыночной цены при поставках на азиатский<sup>67</sup> и европейский<sup>68</sup> рынки, а в Северной Америке были и вовсе зафиксированы случаи продажи нефти по отрицательной цене<sup>69</sup> (кстати, последний факт и вовсе формально добавил на кривую предложения нефти отрицательные значения издержек, что противоречит экономической логике);

- произошло удешевление затрат на добычу во многих крупных странах-производителях за счет девальвации национальных валют и пересмотра фискальных режимов.

Увеличение мирового предложения в период 2010–2015 гг. на фоне сравнительно низких темпов роста мирового спроса привело к дисбалансу на нефтяном рынке, что в свою очередь привело к снижению нефтяных цен на уровень, значительно ниже ожидаемого

Увеличение мирового предложения на фоне сравнительно низких темпов роста спроса привело к избытку на нефтяном рынке, что в свою очередь вызвало снижение нефтяных цен (Рисунок 2.64).

Рисунок 2.64 – Спрос по регионам мира и предложение нефти



Источник: составлено авторами по данным МЭА

Снижение нефтяных цен в свою очередь оказало существенное влияние на экономику добычных проектов. Так, за счет снижения национальных курсов валют некоторых ключевых экспортеров в ответ на падение цен на нефть (Россия, Венесуэла, Азербайджан, Казахстан и пр.) произошло существенное снижение затрат на добычу нефти, как капитальных, так и операционных (на 10–50 %) (Рисунок 2.65).

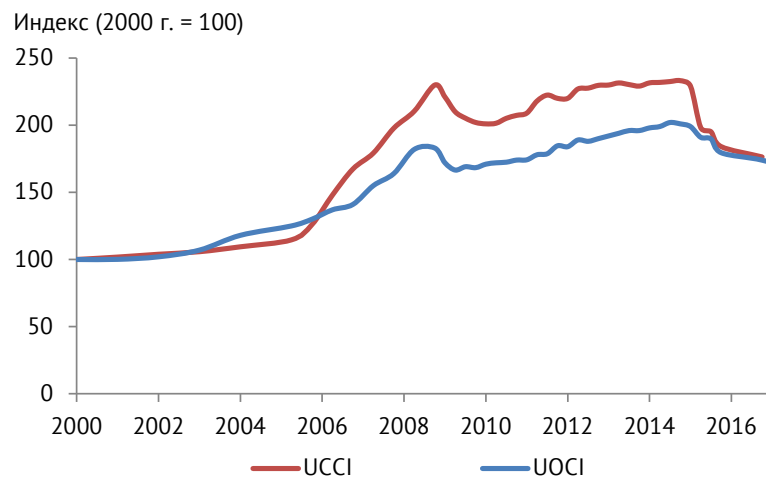
67 Saudi Arabia Slashes Crude Price To Asia, Oilprice.com, Aug 01, 2016, <http://oilprice.com/Energy/General/Saudi-Arabia-Slashes-Crude-Price-To-Asia.html>

68 Saudi Arabia Cuts Oil Prices in Europe as Iran Ramps Up Exports, Wall Street Journal, 2016, <http://www.wsj.com/articles/saudi-arabia-cuts-oil-prices-in-europe-as-iran-ramps-up-exports-1465165449>

69 В Северной Дакоте (США) на торгах компания Flint Hills Resources предлагала организовать покупку низкокачественной нефти по цене -0,5 долл. за барр., а в Эдмонте (Канада) по отрицательной цене реализовывался пропан (производителям было дешевле приплатить покупателям, нежели тратить на хранение неликвидного товара): <http://www.nakanune.ru/news/2016/01/18/22425242>



Рисунок 2.65 – Индексы операционных (UOCI) и капитальных (UCCI) затрат в секторе «Апстрим»

Источник: IHS CERA<sup>70</sup>

Снижение нефтяных цен привело к девальвации валют ряда ключевых производителей нефти и пересмотру рентных налогов, что в свою очередь снизило мировую себестоимость добычи

Немаловажный вклад в снижение затрат нефтяных компаний внесло также снижение налогов в абсолютном выражении. Так, в тех странах, где налоговые отчисления имели привязку к мировым ценам на нефть (например, в России экспортная пошлина и НДС учитывают в формуле расчета стоимости нефти на мировом рынке), произошло автоматическое снижение налогового бремени на компании. В тех странах, где подобная привязка в явном виде отсутствовала или оказалась недостаточной для обеспечения прибыльности операций по производству нефти, были предприняты дополнительные меры по ослаблению фискального давления на нефтяную отрасль: в Казахстане была снижена экспортная пошлина, в Канадской Альберте отменено запланированное увеличение ставки роялти, в Колумбии принят целый пакет фискальных послаблений для новых проектов, снижены ставки налогов на добычу в европейском Северном море, в Ираке начался пересмотр условий риск-сервисных контрактов в сторону сокращения вознаграждения иностранным подрядчикам (которое ранее не зависело от цен на нефть)<sup>71</sup>.

Снижение затрат на добычу в совокупности с расширением добычных возможностей привело к изменению соотношения спроса и предложения на рынке, в частности обеспечило снижение кривой предложения по оси затрат до уровня 2007 г. (когда рынок балансировался при ценах в 70 долл./барр) при одновременном ее расширении по оси объемов (причем в сравнительно «дешевой» ее части) за счет вовлечения в эксплуатацию сланцевых проектов, которых не было в 2007 г., а также больших объемов нефти из стран Ближнего Востока, что в конечном итоге привело к новому равновесию на рынке при ценах ниже уровня 2007 г.

С точки зрения рыночного равновесия существует две группы факторов, способные обеспечить рост цен в ближайшие годы: либо снизятся объемы доступного предложения, либо низкие цены на нефть подстегнут рост потребления.

#### 1. Факторы на стороне предложения:

- Возможность согласованных решений о снижении объемов добычи со стороны традиционных производителей. Так, в сентябре 2016 г. страны ОПЕК впервые за 7 лет всерьез заговорили о наме-

<sup>70</sup> Официальный сайт IHS: <https://www.ihs.com/info/cera/ihsindexes/>

<sup>71</sup> Carole Nakhle How Oil Prices Impact Fiscal Regimes The Lebanese Center for Policy Studies, June 2016 #22 <http://carnegieendowment.org/2016/06/28/how-oil-prices-impact-fiscal-regimes-pub-63940>

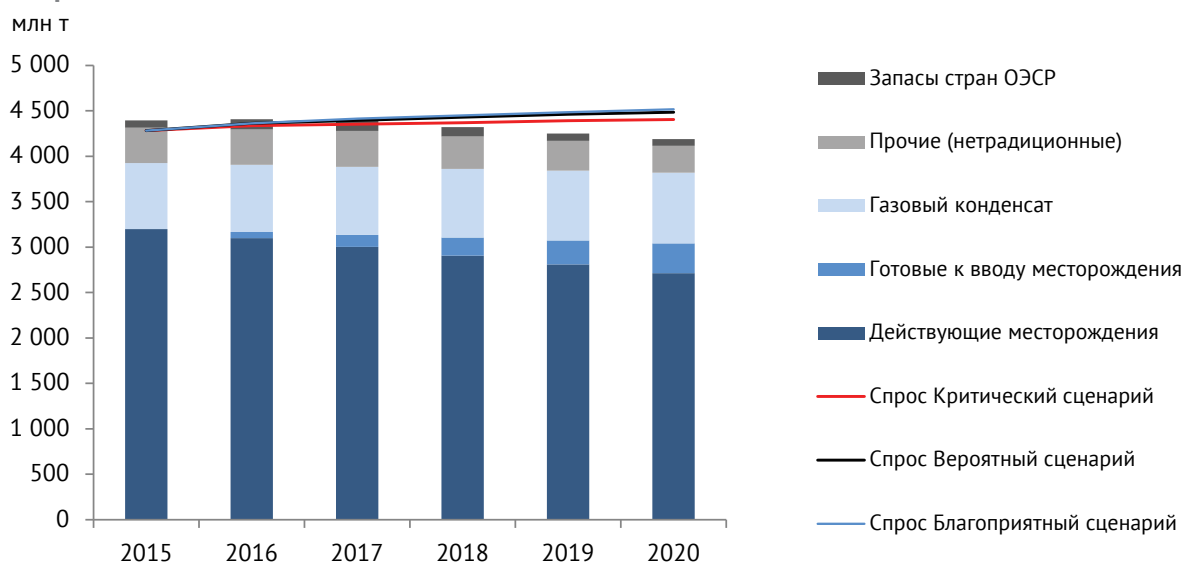
рени сократить добычу на 700 тыс. барр. в сутки (40 млн т в год), однако произойдет ли это на самом деле вызывает большие сомнения. Так, встреча в октябре 2016 г. не закончилась какими-то конкретными договоренностями, более того, даже в случае принятия решения о сокращении или заморозке добычи в странах ОПЕК этих объемов явно недостаточно для того, чтобы значимо отразиться на ценах нефти. Так, только в странах не входящих в ОПЕК в 2016 г. были запущены проекты, способные дать мировому рынку дополнительно до 100 млн т нефти, на 2017 г. финальные инвестиционные решения приняты по проектам, способным обеспечить еще 90 млн т<sup>72</sup>.

- Снижение капиталовложений в разведку и добычу (с 681 млрд долл. в 2014 г. до 436 млрд долл. в 2016 г.)<sup>73</sup>. Однако, учитывая высокую инертность отрасли и тот факт, что реальная потребность в приращении добычи за счет пока не существующих проектов возникает только после 2020 г. (см. раздел "Предложение жидких топлив"), а также заметное снижение затрат (что позволяет осуществлять те же по объемам проекты с меньшими инвестициями), мы не ожидаем, что этот фактор окажет существенное влияние на цены нефти раньше 2020 г.
- Возможность резкого снижения добычи сланцевой нефти в США в ближайшие годы (подробнее см. раздел "Предложение жидких топлив") из-за невозможности поддерживать рост добычи и даже текущие ее уровни в условиях низких цен нефти.

## 2. Факторы на стороне спроса:

- Возможность восстановления высоких темпов роста спроса на нефть (как это показано в Благоприятном сценарии). В этом случае уже к 2017–2018 гг. объемов доступного предложения на рынке будет недостаточно для покрытия растущего спроса и начнется процесс восстановления цен (Рисунок 2.66).

**Рисунок 2.66 – Балансирование спроса и предложения на мировом рынке нефти, без учета ввода новых проектов**



Источник: ИНЭИ РАН

72 OXFORD ENERGY COMMENT Adjustment in the Oil Market: Structural, Cyclical or Both? Bassam Fattouh, май, 2016.

73 Там же.

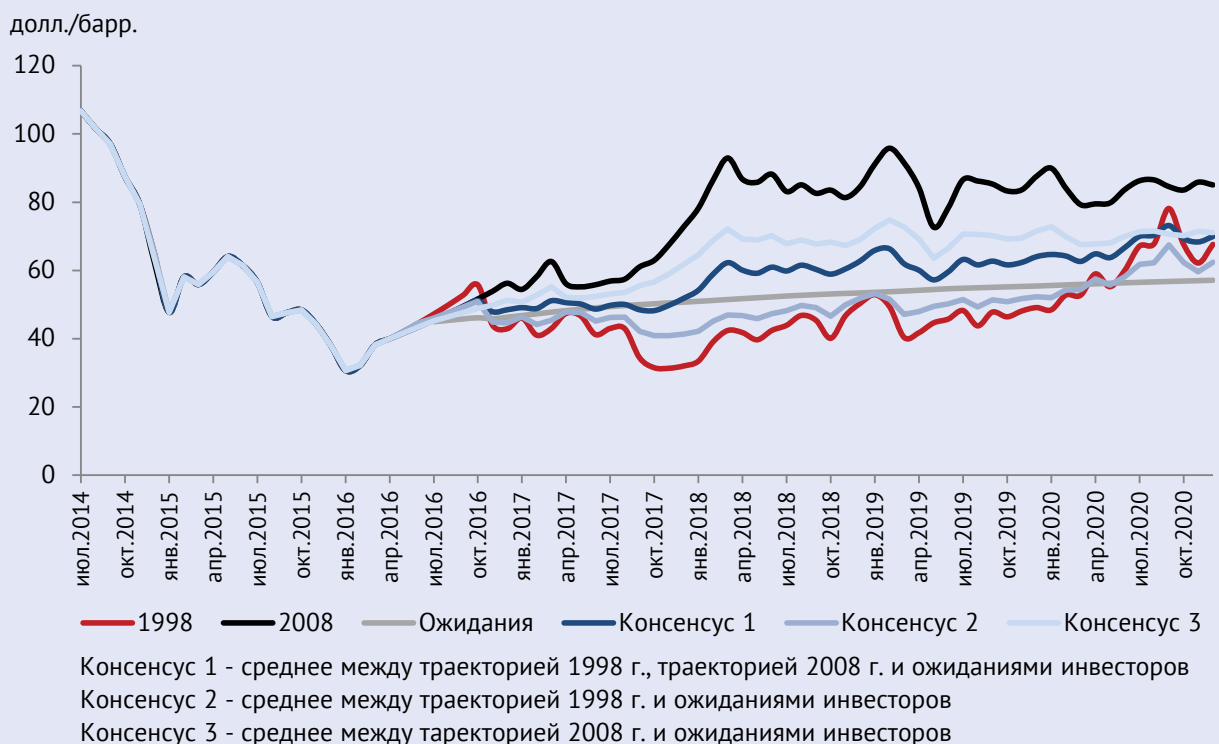
Отметим, что и в Критическом, и в Вероятном сценариях объемы доступного предложения достаточны для покрытия растущего спроса вплоть до 2018 г., то есть на рынке может сохраняться некоторое превышение объемов предложения над объемами спроса, что, с одной стороны, не дает сигналов для повышения или восстановления цен, с другой стороны – не стимулирует приток инвестиций в отрасль, а значит, не формирует достаточных объемов капиталовложений для обеспечения необходимых объемов предложения в будущих периодах. Фактически это означает закладывание будущих ценовых циклов.

#### «Траектории цен» и предыдущие «ценовые шоки»

Исходя из опыта предыдущих кризисов 1998 и 2008 гг., после периода превышения предложения над спросом, приводящего к низким ценам, сохраняющимся на низком уровне на протяжении некоторого периода времени, следует возникновение кризиса недоинвестирования в отрасли и последующий скачкообразный рост цен.

Мы провели экстраполяцию динамики нефтяных цен в период кризисов 2008 и 1998 гг. на текущую ценовую ситуацию, апеллируя к некоторой схожести, в частности, кризиса 1998 г. с текущим (оба они длились около двух лет, оба характеризовались превышением предложения над спросом на мировом рынке) (Рисунок 2.67). Кроме того, мы оценили ожидания нефтяных спекулянтов (фьючерсные кривые на ключевых биржевых площадках) и наложили на график ожидаемую нефтяными игроками динамику цен. Только траектория кризиса 2008 г. (наименее похожего на текущий «ценовой шок») показывает возможность восстановления цен уже в 2017 г. Ожидания же игроков, опыт 1998 г. и консенсус-прогноз (среднее арифметическое между всеми другими прогнозами) показывают, что восстановления цен хотя бы до отметок в 60 долл./барр. стоит ожидать не раньше 2020 г.

**Рисунок 2.67 – Возможные ценовые траектории цен на нефть до 2020 г. на основе кризисов 1998 и 2008 гг., ожидания игроков на бирже, консенсус-прогноз**



Источник: ИНЭИ РАН

Таким образом, затяжной избыток предложения на нефтяном рынке и опыт «ценовых шоков» прошлых периодов показывают, что вряд ли стоит ожидать существенного роста цен на нефть до 2020 г.

Тем не менее оговоримся, что быстрый рост цен все же возможен в случае восстановления высоких темпов роста спроса на нефть под воздействием экономико-демографических факторов или, например, выхода с рынка производителей сланцевой нефти в США.

Интересно, что ключевые международные организации в своих оценках будущего уровня долгосрочных цен на нефть представляют также весьма широкий диапазон уже на перспективу ближайших 3–5 лет (от 58 до 150 долл. 2014/барр.), причем с ростом горизонта прогнозирования неопределенность возрастает (Таблица 2.7).

Таблица 2.7 – Прогнозы цен на нефть ведущих международных организаций

Прогноз цен	2020	2025	2030	2035	2040
	долл. 2014 г./барр.				
IEA CP	83	112	130	140	150
IEA NP	80	102	113	120	128
IEA 450	77	85	97	96	95
IEA LOP	55	60	70	82	85
OPEC Reference	70	80	85	88	90
EIA Reference	79	91	106	122	141
EIA Low oil price	58	64	69	72	76
EIA High oil price	149	169	194	221	252
ИНЭИ РАН - АЦ, Критический сценарий	55	75	83	86	90
ИНЭИ РАН - АЦ, Вероятный сценарий	60	81	88	94	99
ИНЭИ РАН - АЦ, Благоприятный сценарий	65	82	90	103	107

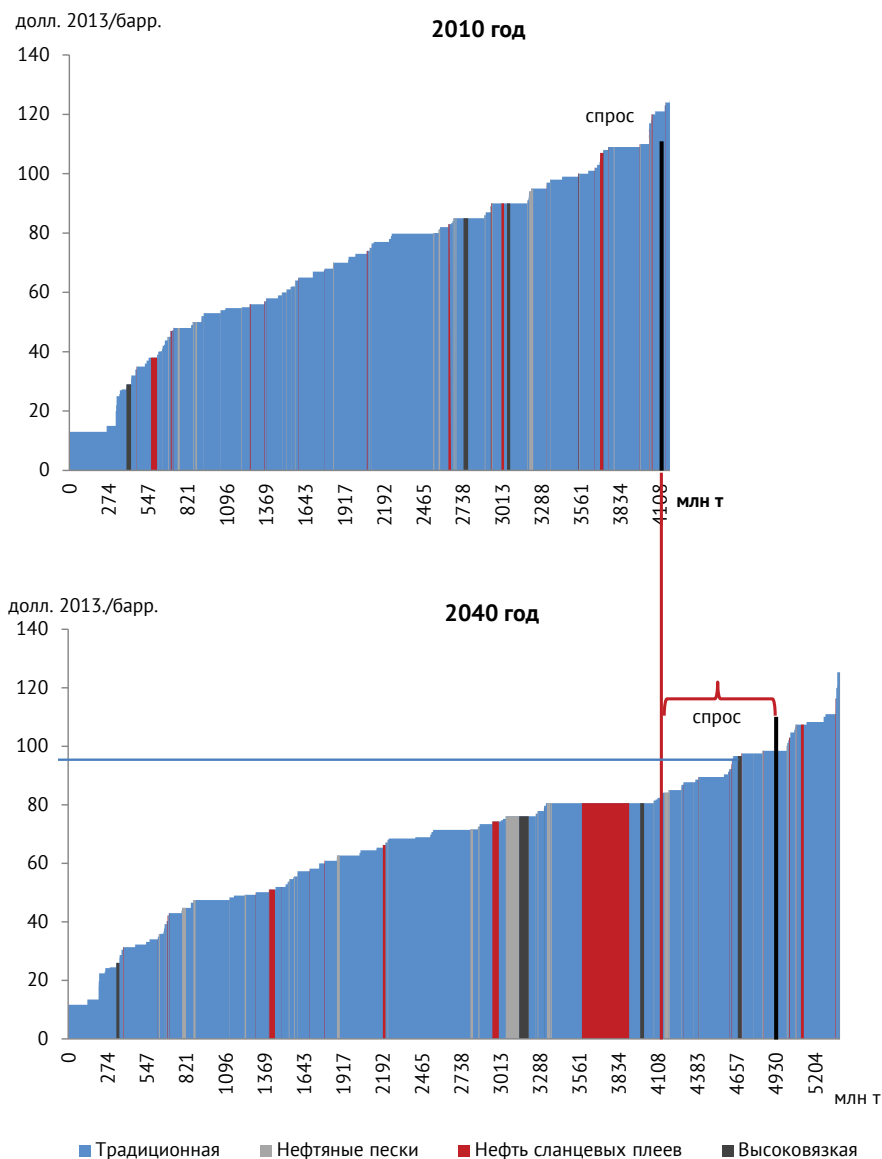
Источники: составлено по данным IEA World Energy Outlook 2015, EIA International Energy Outlook 2015, OPEC World Oil Outlook 2015

В настоящем прогнозе, учитывая существующие на рынке неопределенности, динамика цен до 2020 г. задана как сценарная предпосылка. После 2020 г. ожидается постепенная стабилизация нефтяных цен вокруг равновесного уровня, а сами цены по сценариям определяются расчетно. Напомним, что равновесные цены – теоретические цены балансирования спроса и предложения на нефтяном рынке, при которых спрос полностью удовлетворяется имеющимися производственными возможностями (Рисунок 2.68). Расчетные равновесные цены определяются в годовом выражении, в то время как реальные рыночные цены могут существенно отклоняться от уровня равновесных<sup>74</sup>.

После 2020 г. во всех сценариях ожидается умеренный рост нефтяных цен, вызванный замедлением темпа роста добычи, что обусловлено нехваткой инвестиций в добычу в период низких цен. Так, даже в Критическом сценарии к 2040 г. равновесные цены нефти составят 90 долл./барр. в ценах 2013 г., в Вероятном – 99 долл./барр, а в Благоприятном поднимутся до 110 долл./барр. (Рисунок 2.69).

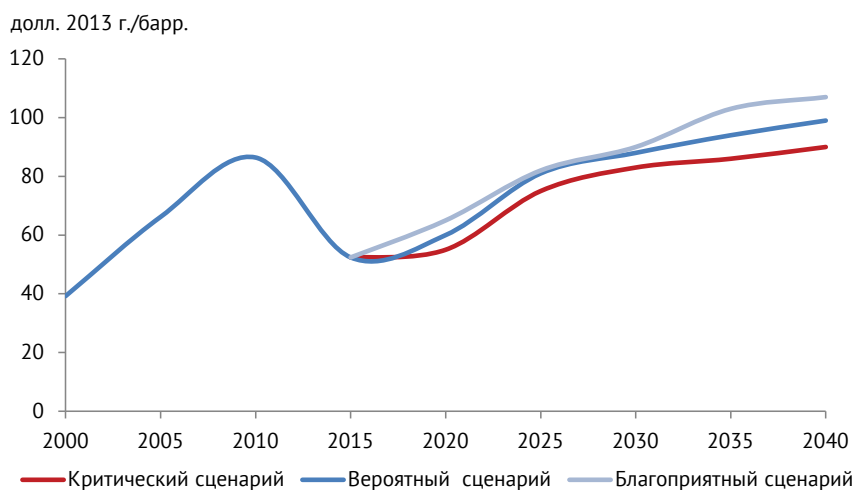
74 Митрова Т. А., Кулагин В. А., Галкина А. А., Грушевенко Д. А., Грушевенко Е. В., Козина Е. О., Мельникова С. И., Осипова Е. и др. Эволюция мировых энергетических рынков и ее последствия для России / Под ред. А. Макарова, Л. Григорьева, Т. Митровой. Рецензенты В. Фортв, А. Некипелов. ИНЭИ РАН – АЦ: М., 2015..

Рисунок 2.68 – Кривые предложения нефти на 2010 и 2040 гг., Вероятный сценарий



Источник: ИНЭИ РАН

Рисунок 2.69 – Равновесные цены нефти по сценариям

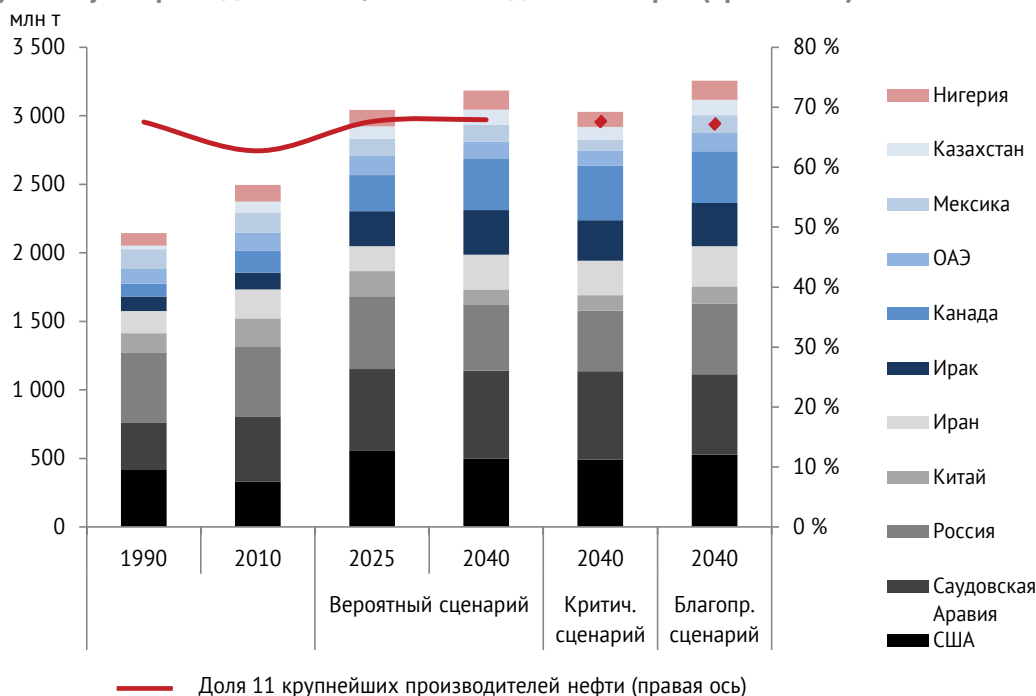


Источник: ИНЭИ РАН

### Позиции ключевых игроков нефтяного рынка

В прогнозном периоде не происходит принципиального изменения позиций ключевых игроков мирового рынка нефти, доля 11 крупнейших мировых производителей нефти (с объемами добычи свыше 100 млн т по состоянию на 2015 г.) на протяжении всего прогнозного периода во всех сценариях будет сохраняться на уровне свыше 65 % от мирового объема добычи (Рисунок 2.70).

Рисунок 2.70 – Объемы производства жидких углеводородов крупнейшими производителями (левая ось) и их суммарная доля в общем объеме добычи нефти (правая ось)



Источник: ИНЭИ РАН

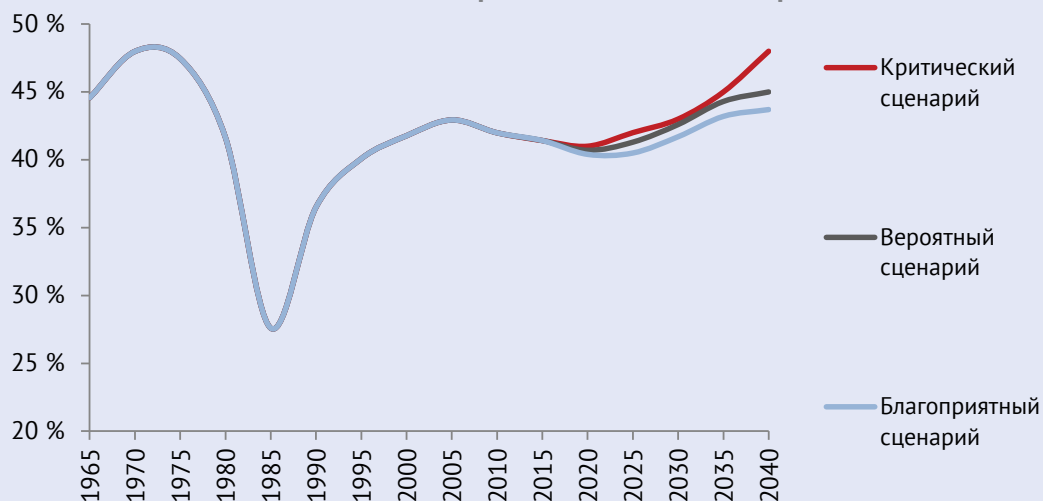
При этом три крупнейших производителя: США, Саудовская Аравия и Россия – сохраняют свою суммарную долю в общем объеме добычи нефти на уровне 33–35 % в зависимости от сценария, а вот роли менее крупных игроков претерпят некоторые изменения. Так, ожидается некоторая стагнация объемов добычи в Ливии, Казахстане, Венесуэле при стремительном росте добычи в Ираке, Иране и Канаде.

### Роль ОПЕК для мирового рынка нефти. Позиции картеля и перспективы их изменения

ОПЕК исторически является крупнейшим объединением ключевых игроков нефтяного рынка. Со времен основания ОПЕК в 1960 г. страны – члены картеля обеспечивают порядка 40 % от мирового объема добычи нефти (за исключением периода 1980-х гг., когда его совокупный объем добычи нефти составлял порядка 30 % от мирового), а ее объемы экспорта жидких углеводородов за пределы стран ОПЕК составляют свыше 1 млрд т ежегодно (порядка 50 % от мировой торговли нефтью).

В прогнозном периоде во всех сценариях ОПЕК останется крупнейшим игроком нефтяного рынка, ее вклад в общемировую добычу будет оставаться на уровне выше 40 %, а в Критическом сценарии к концу прогнозного периода дойдет практически до 50 % (Рисунок 2.71).

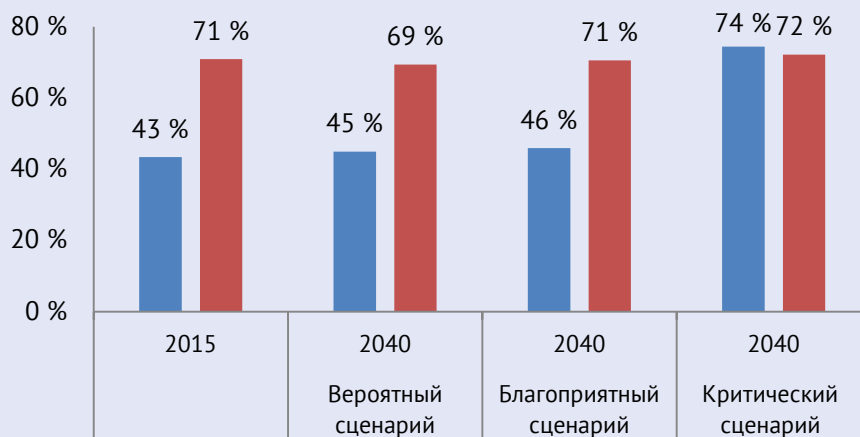
Рисунок 2.71 – Доля ОПЕК в общем объеме мировой добычи по сценариям



Источник: ИНЭИ РАН

Так, если в Вероятном и Благоприятном сценариях доля ОПЕК в общем объеме поставок в АТР и Европу (два ключевых региона-импортера) относительно стабильна до 2040 г. и составляет 43–46 % от европейского импорта и 69–71 % от азиатского импорта, то в Критическом сценарии, по мере переориентации ограниченного объема предложения из стран СНГ на азиатские рынки, Европа попадает в высокую зависимость от поставок нефтяного сырья из стран ОПЕК (74 % от общего объема импорта) (Рисунок 2.72).

Рисунок 2.72 – Доля ОПЕК в общем объеме импорта на рынках Европы и АТР в 2015 и 2040 г. по сценариям



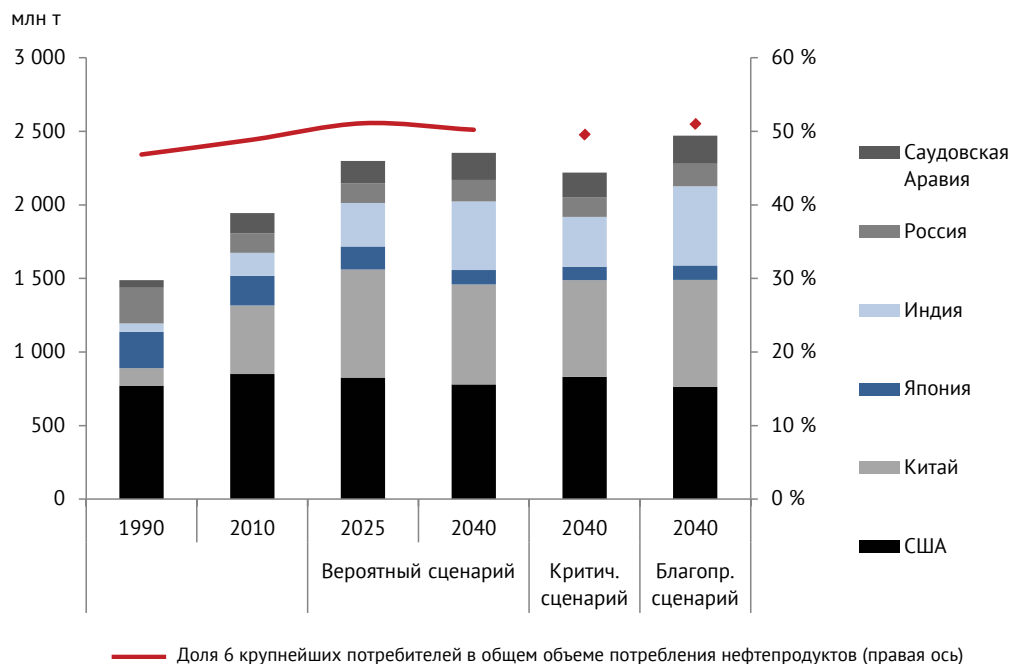
Источник: ИНЭИ РАН

С точки зрения роли наиболее значимых игроков на рынке нефти до 2040 г. ни в одном из сценариев не ожидается революционных изменений, что говорит о зрелости нефтяного рынка и его значительной системной устойчивости

Относительно устойчиво в прогнозном периоде и положение крупнейших потребителей жидких топлив: доля 6 крупнейших потребителей будет относительно стабильной, на уровне половины от мирового спроса. Доминирующие потребители – Китай и США – в прогнозном периоде ни в одном из сценариев не сравняются по абсолютным объемам потребления жидких топлив, однако показатели сблизятся. К 2040 г. в Вероятном сценарии объемы потребления в США составят 780 млн т, в Китае – 680 млн т. Существенные изменения коснутся Японии, где ожидается почти двукратный спад спроса на жидкие топлива, и Индии, где прирост потребления составит свыше 300 % (Рисунок 2.73).



Рисунок 2.73 – Объемы потребления жидких топлив в 6 крупнейших странах-потребителях по сценариям



Источник: ИНЭИ РАН

## Рынок газового топлива

### Спрос на газ

По состоянию на 2015 г. газ обеспечивал 22 % мирового первичного энергопотребления. В прогнозный период он будет лидером по объемам абсолютного прироста потребления среди всех энергоресурсов: в Вероятном сценарии к 2040 г. мировой спрос на газ составит около 5 трлн куб. м, что соответствует абсолютному приросту почти на 1,5 трлн куб. м с ежегодными темпами 1,4 % в 2015–2040 гг. (что, однако, заметно ниже в сравнении с 2,2 % в среднем за 1990–2015 гг.). Тем не менее, несмотря на замедление темпов роста потребления газа, его доля в мировом энергодобавке вырастет в этом сценарии до 24 % к 2040 г.

В Благоприятном сценарии объемы потребления газа к 2040 г. превысят 5,4 трлн куб. м, прежде всего благодаря ускорению развития экономики и общему росту энергопотребления. В Критическом сценарии спрос на газ в мире к концу прогнозного периода составит порядка 4,6 трлн куб. м, а его доля в энергодобавке – 23 %.

Газ начал активно расширять свои позиции на мировых энергетических рынках примерно с середины XX века. К 1960 г. спрос на него в мире достиг 500 млрд куб. м, из которых 370 млрд куб. м приходилось на страны ОЭСР (включая потребление в США в объеме 344 млрд куб. м). Но в то время газ в энергетическом балансе присутствовал только у 13 стран

Природный газ будет лидером по абсолютному приросту среди всех энергоресурсов. Половина прироста спроса придется на развивающиеся страны Азии. При этом многие страны ОЭСР пройдут пик газопотребления

ОЭСР. Спустя четверть века уже 32 страны ОЭСР потребляли газ. Вся вторая половина XX века стала этапом расцвета газовой отрасли, в первую очередь – в странах ОЭСР.

В XXI веке страны ОЭСР постепенно стали проходить пики потребления газа, и к 2015 г. на понижающую траекторию спроса вышла примерно половина из них. Следующие 25 лет (до 2040 г.) станут этапом, в ходе которого будут действовать разнонаправленные тенденции: большинство стран ОЭСР будут стабилизировать или снижать потребление газа, но за счет роста в Северной Америке в целом спрос в ОЭСР вырастет на 12 %.

Наиболее важное применение газа – в электроэнергетике, где он всегда имел высокую привлекательность за счет компактности и дешевизны установок, высокой скорости строительства и наиболее низких среди ископаемых видов топлив показателей выбросов CO<sub>2</sub>. Предполагается, что в период 2015–2040 гг. в Вероятном сценарии использование газа в электроэнергетике вырастет на 55 % и превысит 2,1 трлн куб. м, при этом доля газа в структуре выработки увеличится с 22 до 26 %. Рост газовой генерации будет происходить главным образом в связи с увеличением использования самой электроэнергии. А увеличению доли газа в генерации будет способствовать существенное снижение доли угля и нефтепродуктов.

Таким образом, динамика потребления газа будет находиться под влиянием следующих разнонаправленных факторов:

- понижательное давление на спрос главным образом будут оказывать улучшение энергоэффективности, изменение структуры экономики отдельных стран в пользу неэнергоемких секторов, развитие ВИЭ и атомной энергетики, трансформация потребления в некоторых секторах спроса за счет увеличения доли электроэнергии, энергетическая политика и соображения энергобезопасности в части стран;
- повышательное давление будет оказывать преимущественно рост экономики, отчасти климатическая политика и вытеснение угля из энергобаланса.

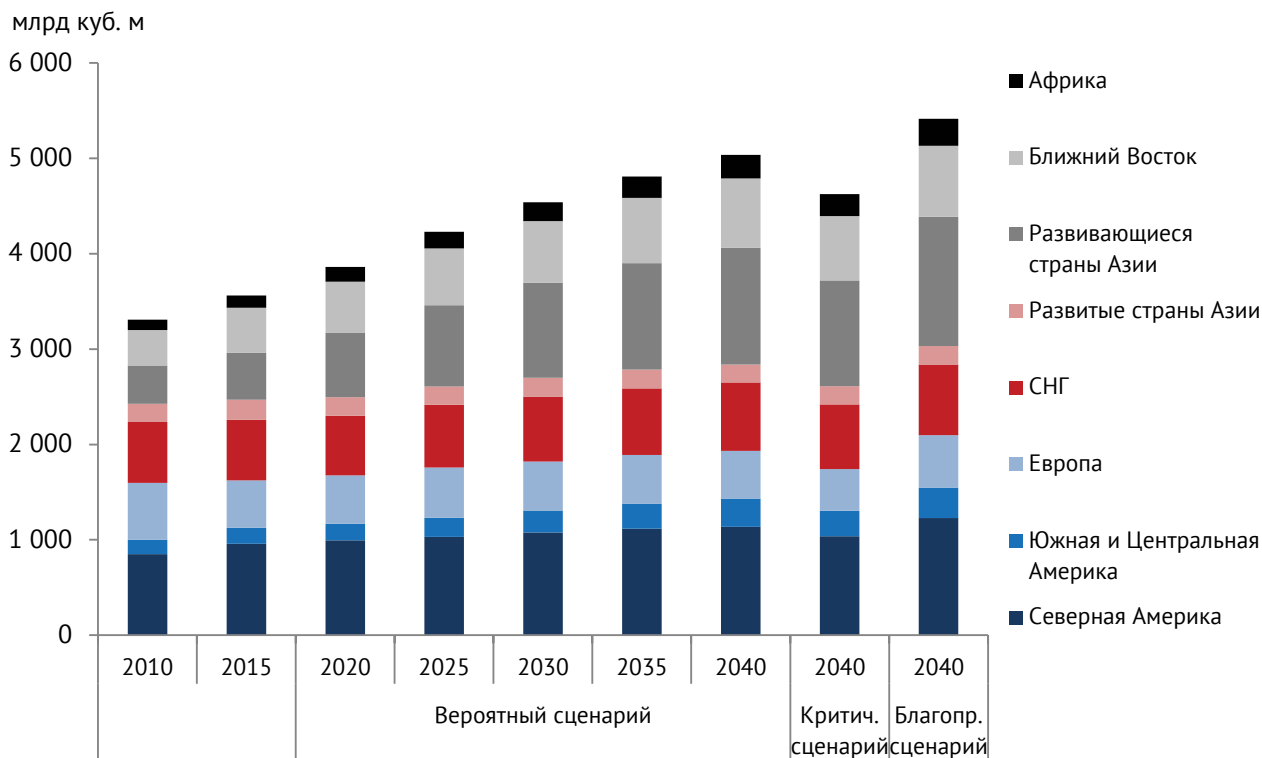
Рост спроса на газ в 2015–2040 гг. в Вероятном и Благоприятном сценариях ожидается во всех регионах мира, кроме развитых стран Азии. В Критическом сценарии потребление снизится также в Европе. При этом ни в одном из сценариев Европе не удастся превысить рекордный уровень потребления 2010 г. Среди стран ОЭСР наибольший рост спроса на газ демонстрирует Северная Америка, где потребление увеличится с 2015 по 2040 г. на 20 % на фоне опережающего роста собственной добычи.

Основной рост газовой отрасли уже сместился в страны, не входящие в ОЭСР, где не только увеличится число государств с доступом к газу, но и существенно – на 70 % в период с 2015 по 2040 г. – возрастут абсолютные объемы потребления в Вероятном сценарии. В этих странах основным драйвером роста спроса станет развитие экономики. Экологичность газа в сравнении с углем будет поддерживать, но не определять его роль в энергобалансах этих стран, поскольку это привлекательное свойство

газа будет компенсироваться его дороговизной по сравнению с местными дешевыми углями.

В развивающихся странах Азии потребление газа вырастет в 2,5 раза, что приведет к увеличению доли региона в мировом газопотреблении с 14 % в 2015 г. до 24 % в 2040 г. (Рисунок 2.74, Таблица 2.8). Почти вдвое, до 250 млрд куб. м, увеличится газопотребление стран Африки, преимущественно за счет спроса в самих странах – производителях газа: внутрирегиональная торговля газом в этом регионе развита крайне слабо, и ее существенного увеличения не предполагается. Объемы потребления газа на Ближнем Востоке, где газ в первую очередь замещает нефть и идет на нужды электроэнергетики (в т.ч. для кондиционирования и опреснения воды), а также газохимии, увеличатся в 1,5 раза, или на 250 млрд куб. м, в т.ч. 150 млрд куб. м составит рост потребления газа в Иране. В странах Южной и Центральной Америки по мере роста экономики наибольшая часть прироста энергопотребления будет приходиться на газ: он будет сдерживать рост потребления биоэнергии и постепенно замещать ее. В результате газопотребление в этом регионе увеличится в 1,7 раза и приблизится к 300 млрд куб. м. Напротив, в странах СНГ, отличающихся высокой газоёмкостью, рост потребления газа замедлится, увеличение в период 2015–2040 гг. составит 13 %.

Рисунок 2.74 – Спрос на газ по регионам мира для трех сценариев



Источник: ИНЭИ РАН

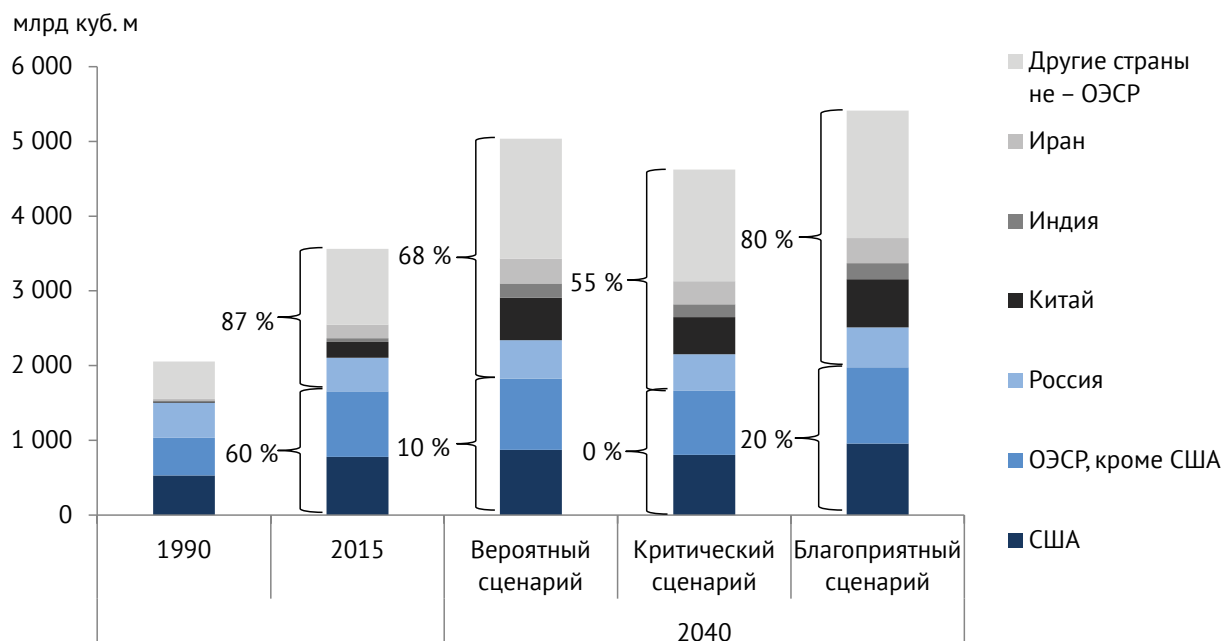
Таблица 2.8 – Потребление газа по регионам и крупнейшим странам мира, млрд куб. м

	2015	Вероятный сценарий					Критич. сценарий	Благопр. сценарий	Темпы роста в 2015-2040 гг., %		
		2020	2025	2030	2035	2040	2040	2040	Критич. сценарий	Вероятн. сценарий	Благопр. сценарий
<b>Северная Америка</b>	<b>958</b>	<b>994</b>	<b>1030</b>	<b>1076</b>	<b>1116</b>	<b>1137</b>	<b>1038</b>	<b>1229</b>	<b>0,3</b>	<b>0,7</b>	<b>1,0</b>
Канада	102	119	123	134	141	143	130	146	0,9	1,3	1,4
Мексика	78	81	94	101	110	121	104	126	1,2	1,8	2,0
США	778	794	813	841	865	873	805	957	0,1	0,5	0,8
<b>Южная и Центральная Америка</b>	<b>170</b>	<b>175</b>	<b>202</b>	<b>233</b>	<b>264</b>	<b>294</b>	<b>266</b>	<b>320</b>	<b>1,8</b>	<b>2,2</b>	<b>2,6</b>
Бразилия	40	36	44	58	71	85	77	87	2,7	3,1	3,2
<b>Европа</b>	<b>495</b>	<b>508</b>	<b>529</b>	<b>512</b>	<b>510</b>	<b>502</b>	<b>437</b>	<b>549</b>	<b>-0,5</b>	<b>0,1</b>	<b>0,4</b>
<b>ЕС-28</b>	<b>435</b>	<b>422</b>	<b>427</b>	<b>401</b>	<b>381</b>	<b>364</b>	<b>324</b>	<b>408</b>	<b>-1,2</b>	<b>-0,7</b>	<b>-0,3</b>
Великобритания	72	79	80	81	80	78	68	86	-0,2	0,3	0,7
Германия	81	78	87	94	84	75	65	85	-0,9	-0,3	0,2
Италия	68	58	51	45	42	40	31	45	-3,0	-2,1	-1,6
Франция	39	32	30	25	28	32	21	32	-2,5	-0,8	-0,8
Турция	48	67	79	84	97	105	89	112	2,5	3,2	3,5
<b>СНГ</b>	<b>636</b>	<b>624</b>	<b>656</b>	<b>679</b>	<b>699</b>	<b>717</b>	<b>679</b>	<b>738</b>	<b>0,3</b>	<b>0,5</b>	<b>0,6</b>
Россия	452	454	483	502	512	516	491	534	0,3	0,5	0,7
<b>Развитые страны Азии</b>	<b>211</b>	<b>193</b>	<b>191</b>	<b>199</b>	<b>196</b>	<b>189</b>	<b>192</b>	<b>194</b>	<b>-0,4</b>	<b>-0,5</b>	<b>-0,3</b>
Южная Корея	44	47	45	47	45	47	43	57	-0,1	0,3	1,1
Япония	124	96	94	100	101	94	106	91	-0,6	-1,1	-1,2
<b>Развивающиеся страны Азии</b>	<b>494</b>	<b>679</b>	<b>853</b>	<b>999</b>	<b>1116</b>	<b>1225</b>	<b>1106</b>	<b>1358</b>	<b>3,3</b>	<b>3,7</b>	<b>4,1</b>
Индия	50	74	102	133	163	192	174	212	5,1	5,6	6,0
Индонезия	45	55	64	71	76	81	77	87	2,2	2,4	2,7
Китай	211	324	428	502	542	566	497	646	3,5	4,0	4,6
Малайзия	42	56	63	73	84	99	97	102	3,4	3,5	3,6
<b>Ближний Восток</b>	<b>470</b>	<b>534</b>	<b>595</b>	<b>643</b>	<b>686</b>	<b>726</b>	<b>676</b>	<b>742</b>	<b>1,5</b>	<b>1,8</b>	<b>1,8</b>
Иран	183	204	239	272	301	333	306	337	2,1	2,4	2,5
Саудовская Аравия	90	109	117	121	127	130	128	133	1,4	1,5	1,6
<b>Африка</b>	<b>128</b>	<b>152</b>	<b>176</b>	<b>199</b>	<b>223</b>	<b>247</b>	<b>230</b>	<b>283</b>	<b>2,4</b>	<b>2,7</b>	<b>3,2</b>
<b>Мир</b>	<b>3562</b>	<b>3860</b>	<b>4231</b>	<b>4541</b>	<b>4809</b>	<b>5037</b>	<b>4625</b>	<b>5414</b>	<b>1,1</b>	<b>1,4</b>	<b>1,7</b>
<b>ОЭСР</b>	<b>1654</b>	<b>1680</b>	<b>1741</b>	<b>1784</b>	<b>1819</b>	<b>1825</b>	<b>1660</b>	<b>1977</b>	<b>0,0</b>	<b>0,4</b>	<b>0,7</b>
<b>не-ОЭСР</b>	<b>1908</b>	<b>2179</b>	<b>2491</b>	<b>2757</b>	<b>2989</b>	<b>3212</b>	<b>2964</b>	<b>3437</b>	<b>1,8</b>	<b>2,1</b>	<b>2,4</b>

Источник: ИНЭИ РАН

В страновом разрезе (Рисунок 2.75) за прогнозный период значительный прирост потребления будет идти за счет стран, имеющих существенный собственный потенциал роста добычи – США, Китая и Ирана.

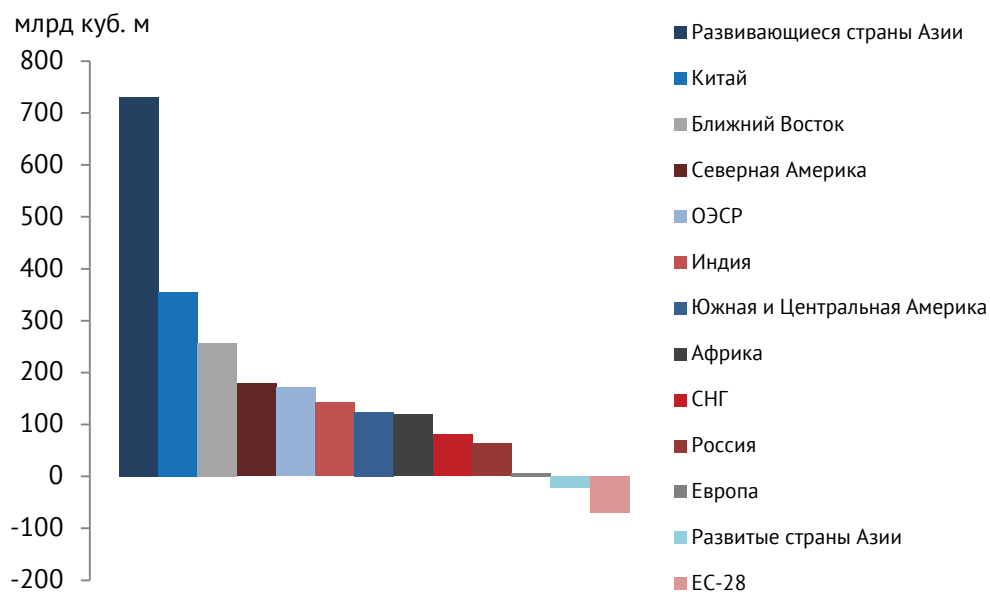
Рисунок 2.75 – Спрос на газ по регионам и крупнейшим странам мира в 2015 и 2040 гг. и прирост за 1990-2015 гг., 2015-2040 гг. по сценариям



Источник: ИНЭИ РАН

В Вероятном сценарии прирост потребления газа в развивающихся странах Азии (731 млрд куб. м в 2015–2040 гг.) будет примерно равен приросту потребления газа во всех остальных регионах мира вместе взятых. На Китай – мирового лидера по росту потребления газа – придется четверть мирового прироста спроса, на Индию – 10 %. Таким образом, прирост потребления в Китае и Индии превысит суммарный рост спроса в Северной Америке (180 млрд куб. м) и на Ближнем Востоке (250 млрд куб. м), регионах – производителях газа с самыми большими объемами прироста спроса. На 20–30 млрд куб. м снизится потребление в развитых странах Азии, чему будет способствовать возвращение в эксплуатацию АЭС в Японии. С учетом слабого экономического роста, снижения численности населения и прохождения пика электропотребления в Японии не остается драйверов для наращивания потребления газа, и оно до 2040 г. останется приблизительно на текущем уровне. За счет роста спроса в Турции в целом европейский спрос на газ к концу прогнозного периода останется приблизительно на уровне 2015 г. и составит 500 млрд куб. м. Однако, если рассматривать отдельно ЕС, падение спроса здесь составит 70 млрд куб. м на фоне относительно слабого экономического роста, стимулирования энергоэффективности и развития ВИЭ (Рисунок 2.76).

**Рисунок 2.76 – Прирост спроса на газ в период с 2015 по 2040 г. по регионам и крупнейшим странам мира в Вероятном сценарии**



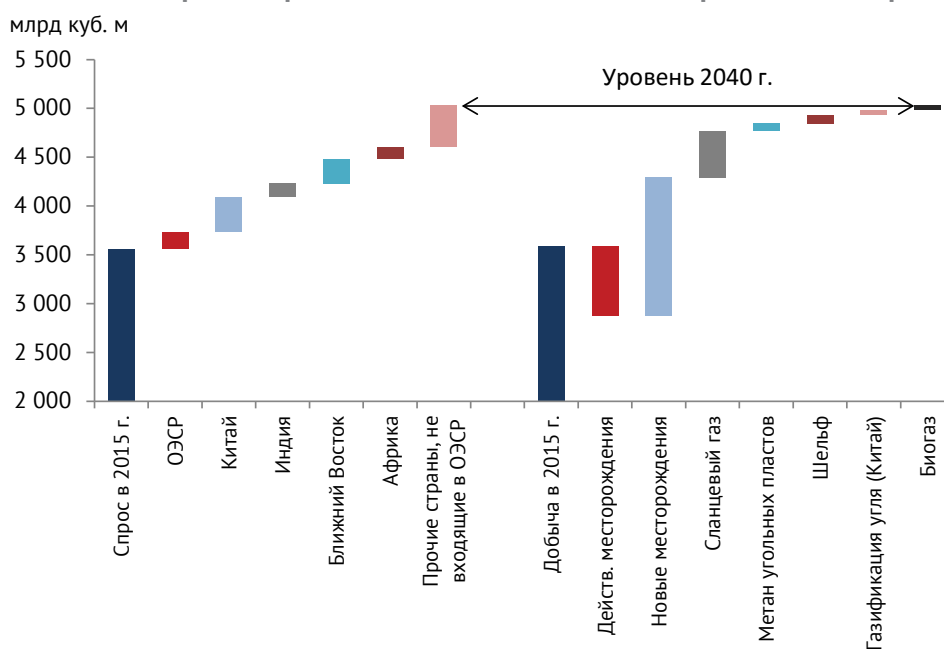
Источник: ИНЭИ РАН

**Предложение газа**

К 2040 г. в Вероятном сценарии нетрадиционный газ обеспечит 23 % мировой добычи газа, но основная часть прироста добычи будет приходиться на традиционный газ

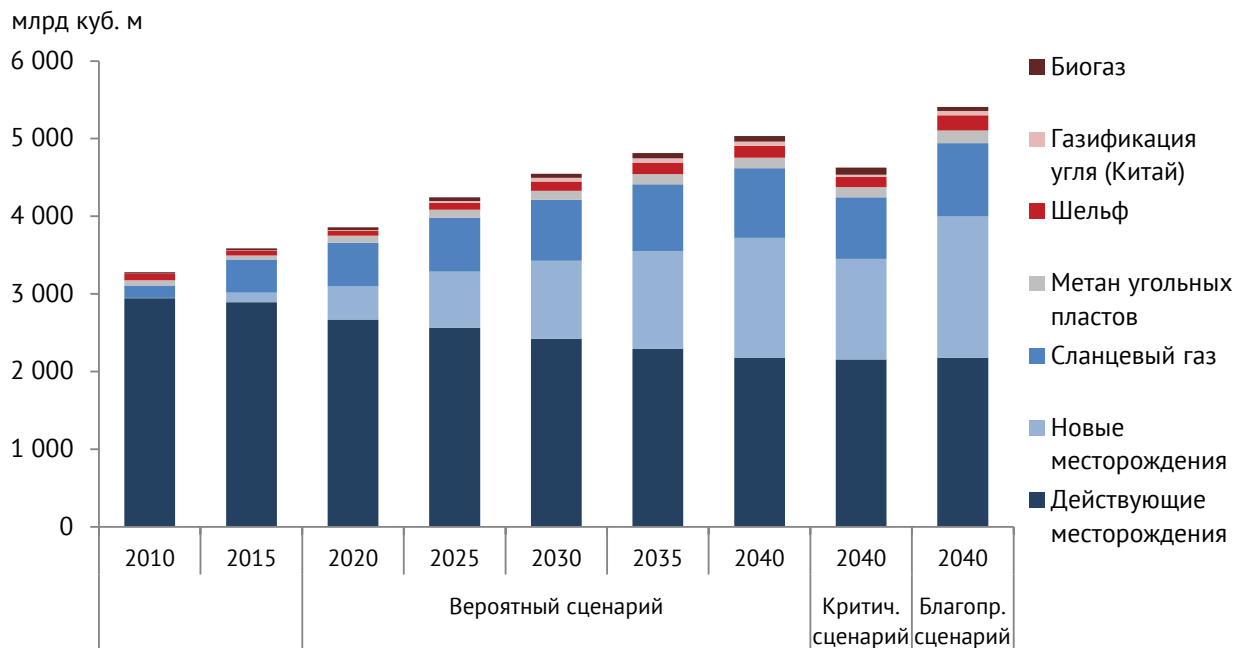
К 2040 г. действующие месторождения смогут обеспечить менее 60 % спроса на газ. Остальное придется покрывать за счет реализации новых проектов. Традиционный газ останется основным источником удовлетворения растущего спроса, но при этом доля нетрадиционного газа продолжит расширяться и к концу прогнозного периода в Вероятном сценарии составит 23 % по сравнению с 10 % в 2015 г., в том числе 18 % придется на сланцевый газ, 3 % – на метан угольных пластов и по 1 % – на газификацию угля и биогаз (Рисунок 2.77, Рисунок 2.78).

**Рисунок 2.77 – Баланс спроса и предложения на газ в 2040 г. в Вероятном сценарии**



Источник: ИНЭИ РАН

Рисунок 2.78 – Производство газа в мире по типам месторождений для трех сценариев



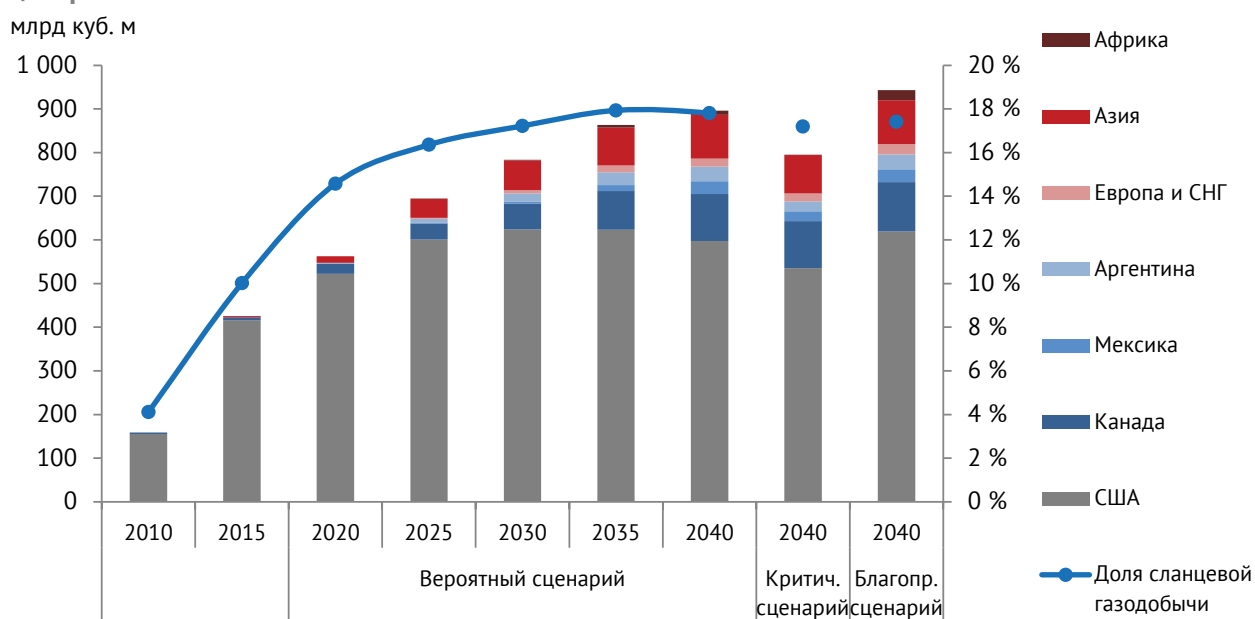
Источник: ИНЭИ РАН

В Вероятном сценарии наиболее быстрым прирост добычи сланцевого газа будет в период до 2025 г. К этому времени объемы добычи увеличатся почти до 700 млрд куб. м, из которых 600 млрд куб. м придется на США. Далее объемы производства сланцевого газа в США стабилизируются и в 2030–2035 гг. пройдут пик из-за исчерпания наиболее привлекательных запасов, аналогично добыче жидких углеводородов из сланцевых месторождений США. После 2025 г. мировая добыча сланцевого газа будет расширяться за счет других стран: до 175 млрд куб. м прогнозируется увеличение добычи в Канаде, Мексике и Аргентине, до 100 млрд куб. м – в странах Азии, до 25 млрд куб. м – в Африке. Ввиду геологических и экономико-политических ограничений объемы добычи сланцевого газа в Европе и СНГ не превысят 20 млрд куб. м.

Доля сланцевого газа в мировой добыче в Благоприятном и Критическом сценариях практически неизменна. В абсолютных объемах в Критическом сценарии добыча газа в США снижается в связи с более низкими ценами на газ и падением экспорта СПГ. В меньшей степени реализация Критического сценария влияет на добычу в других развитых странах и Китае. Ввиду ограниченного трансфера технологий фактически не развивается добыча сланцевого газа в Африке. В Благоприятном сценарии в сравнении с Вероятным добыча сланцевого газа в США находится на более высоких уровнях в течение всего прогнозного периода, поскольку при более высоких ценах на мировом рынке востребованы более дорогостоящие источники поставок. При этом за счет активной международной кооперации и передачи технологий несколько расширяется доля сланцевого газа, добываемого за пределами США (Рисунок 2.79).



**Рисунок 2.79 – Добыча сланцевого газа по регионам и отдельным странам мира для трех сценариев**



Источник: ИНЭИ РАН

Добыча газа в США, включая сланцевый газ, пройдет пик к 2030-2035 гг. После 2025 г. основной прирост добычи сланцевого газа будет идти за пределами США.

В США, на фоне прохождения пика добычи сланцевого газа после 2030 г., вновь возрастет внимание к проектам добычи традиционного газа, включая офшорные месторождения. Интерес к метану угольных пластов будет сдержанный в связи с закрытием многих угольных проектов и общим снижением добычи угля в стране (Рисунок 2.80).

**Рисунок 2.80 – Добыча газа в США по типам месторождений для трех сценариев**



Источник: ИНЭИ РАН

С точки зрения предложения газа по регионам мира существенный рост его добычи прогнозируется везде, кроме Европы, которая прошла пик добычи уже в 2004 г. Наиболее активно будет наращивать производство Ближний Восток, Северная Америка (оба региона – с целью удовлетворения спроса на внутреннем рынке и для экспорта) и развивающиеся страны Азии (преимущественно для покрытия потребности внутреннего рынка) (Рисунок 2.81). Для каждого из регионов будут свои ключевые драйверы, влияющие на объемы производства газа: для Ближнего Востока это наличие инвестиций и рынков сбыта, для развивающихся стран Азии, Европы и Латинской Америки – наличие конкурентоспособных по затратам ресурсов, для Северной Америки – наличие ресурсов и рынков сбыта, для СНГ – преимущественно наличие рынков сбыта, для Африки – социально-политическая стабильность, наличие инвестиций, технологий и доступность самих ресурсов.

Рисунок 2.81 – Прирост добычи газа по регионам за 2015-2040 гг.



Источник: ИНЭИ РАН

Крупнейшим производителем газа в мире останутся США, хотя, как уже упоминалось выше, во всех сценариях в 2030–2035 гг. в США прогнозируется пик сланцевой и суммарной газодобычи. Более чем вдвое, в том числе благодаря разработке месторождений сланцевого газа, увеличится добыча газа в Мексике. Производство газа в Канаде будет незначительно снижаться до 2025 г. на фоне больших объемов производства в соседних США, после чего за счет ускоренного роста добычи сланцевого газа суммарная добыча газа в Канаде начнет расти и превысит 200 млрд куб. м.

Более чем втрое увеличатся объемы добычи газа в Бразилии за счет разработки новых, в т. ч. шельфовых месторождений. Рост добычи сланцевого газа позволит увеличить производство в Аргентине, но не более чем на 25 %. Добыча газа в Европе снизится почти на 37 %, в т. ч. в Норвегии – на 30 %. К 2040 г. страны Европы будут добывать около 165 млрд куб. м газа. Доля СНГ в мировой добыче снизится с 24 до 21 %, но при этом абсолютные объемы производства в регионе превысят 1 трлн куб. м.

Быстрыми темпами (2–3 % ежегодно) будут наращивать добычу страны Ближнего Востока: Иран, доля которого в мировой добыче удвоится и составит 9 %, Ирак, Саудовская Аравия, а также страны Центральной и Восточной Африки. При этом значительная часть этого прироста будет

предназначена для внутренних рынков. Ввод в эксплуатацию месторождений в Восточной Африке (в Мозамбике и Танзании), который прогнозируется с 2025 г., может существенно расшириться после 2030 г.

Производство газа в Австралии, которая уже становится одним из крупнейших поставщиков газа на мировой рынок, в Вероятном сценарии за 2015–2040 гг. увеличится в 2,6 раза (на 100 млрд куб. м). Среди развивающихся стран Азии быстрый рост собственной добычи газа ожидается в Китае, к 2040 г. она вырастет втрое и достигнет 370 млрд куб. м. При этом в Китае активно будут использоваться все возможности производства газа, включая добычу как традиционного, так и сланцевого газа, а также метана угольных пластов, газификацию угля и производство биогаза (Таблица 2.9).

Таблица 2.9 – Добыча газа по регионам и крупнейшим странам мира, млрд куб. м

	2015	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2015-2040 гг., %		
		2020	2025	2030	2035	2040			Критич. сценарий	Вероятн. сценарий	Благопр. сценарий
<b>Северная Америка</b>	<b>975</b>	<b>1046</b>	<b>1108</b>	<b>1164</b>	<b>1208</b>	<b>1232</b>	<b>1092</b>	<b>1363</b>	<b>0,5</b>	<b>0,9</b>	<b>1,3</b>
Канада	164	140	134	149	186	207	207	225	0,9	0,9	1,3
Мексика	42	50	52	57	77	101	84	105	2,8	3,6	3,7
США	769	856	923	957	946	923	802	1033	0,2	0,7	1,2
<b>Южная и Центральная Америка</b>	<b>178</b>	<b>176</b>	<b>191</b>	<b>227</b>	<b>256</b>	<b>276</b>	<b>255</b>	<b>289</b>	<b>1,4</b>	<b>1,8</b>	<b>2,0</b>
Аргентина	40	39	37	43	47	50	40	50	0,0	0,9	0,9
Бразилия	24	23	26	45	61	75	67	78	4,2	4,7	4,8
<b>Европа</b>	<b>260</b>	<b>223</b>	<b>202</b>	<b>185</b>	<b>176</b>	<b>164</b>	<b>164</b>	<b>164</b>	<b>-1,8</b>	<b>-1,8</b>	<b>-1,8</b>
Норвегия	122	103	96	92	89	85	85	85	-1,4	-1,4	-1,4
<b>СНГ</b>	<b>851</b>	<b>910</b>	<b>994</b>	<b>1034</b>	<b>1054</b>	<b>1041</b>	<b>966</b>	<b>1148</b>	<b>0,5</b>	<b>0,8</b>	<b>1,2</b>
Россия	634	665	730	745	766	761	712	864	0,5	0,7	1,2
<b>Развитые страны Азии</b>	<b>75</b>	<b>128</b>	<b>130</b>	<b>135</b>	<b>127</b>	<b>167</b>	<b>116</b>	<b>206</b>	<b>1,8</b>	<b>3,3</b>	<b>4,1</b>
Австралия	66	119	121	128	120	160	111	199	2,1	3,6	4,5
<b>Развивающиеся страны Азии</b>	<b>459</b>	<b>486</b>	<b>575</b>	<b>655</b>	<b>697</b>	<b>788</b>	<b>714</b>	<b>811</b>	<b>1,8</b>	<b>2,2</b>	<b>2,3</b>
Индия	32	39	51	60	70	79	79	79	3,7	3,7	3,7
Индонезия	73	67	70	85	80	116	95	122	1,0	1,9	2,1
Китай	133	164	232	280	321	373	331	384	3,7	4,2	4,3
Малайзия	69	74	75	74	71	71	71	72	0,1	0,1	0,2
<b>Ближний Восток</b>	<b>582</b>	<b>666</b>	<b>770</b>	<b>841</b>	<b>902</b>	<b>962</b>	<b>924</b>	<b>983</b>	<b>1,9</b>	<b>2,0</b>	<b>2,1</b>
Ирак	8	15	38	46	48	50	41	56	6,9	7,8	8,3
Иран	184	232	287	341	394	456	432	463	3,5	3,7	3,8
Катар	164	176	178	179	170	174	165	170	0,0	0,2	0,1
Саудовская Аравия	87	109	117	121	127	130	128	133	1,5	1,6	1,7
<b>Африка</b>	<b>209</b>	<b>224</b>	<b>276</b>	<b>308</b>	<b>393</b>	<b>406</b>	<b>394</b>	<b>454</b>	<b>2,6</b>	<b>2,7</b>	<b>3,2</b>
Алжир	82	78	85	86	97	97	91	104	0,4	0,7	1,0
Египет	51	59	74	75	70	67	67	64	1,0	1,1	0,9
<b>Мир</b>	<b>3587</b>	<b>3858</b>	<b>4244</b>	<b>4549</b>	<b>4814</b>	<b>5034</b>	<b>4626</b>	<b>5417</b>	<b>1,0</b>	<b>1,4</b>	<b>1,7</b>

Источник: ИНЭИ РАН

### Северная Африка – смена роли на рынке

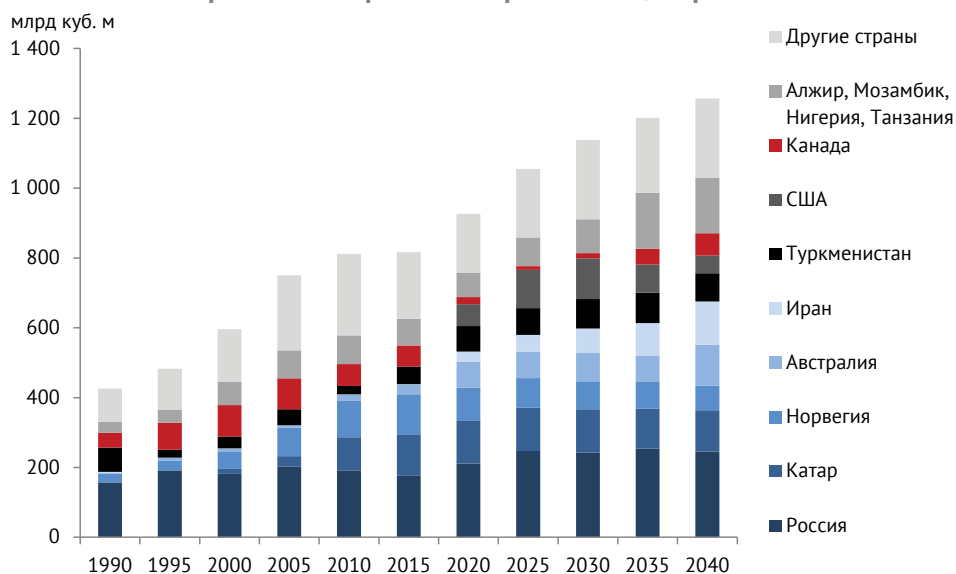
Страны Северной Африки еще совсем недавно рассматривались как один из ключевых поставщиков газа на рынки Европы, АТР и Северной Америки. В начале 2000-х гг. в регионе строились новые экспортные трубопроводы, вводились в действие заводы СПГ. Но буквально за несколько лет ситуация кардинально изменилась. За период 2008–2015 гг. трубопроводный экспорт из Северной Африки сократился почти на 40 %, а экспорт СПГ – на 55 %. Сейчас уже ряд стран региона остановил заводы по производству СПГ (некоторые из них проработали на нормальной загрузке не более 5 лет) и обсуждают варианты строительства регазификационных терминалов. Причиной этому стали как худшие показатели по добыче, чем ожидалось ранее, так и быстрый рост внутреннего спроса на газ. В перспективе до 2040 г. ожидается, что рост спроса на газ в Северной Африке будет превышать прирост добычи, что приведет к дальнейшей частичной переориентации экспортных потоков на внутренние рынки и началу импорта газа из других стран. Таким образом, в Африке будет увеличиваться количество стран, испытывающих энергетический дефицит, в том числе за счет тех, кто еще совсем недавно был экспортером.

### Международная торговля газом

Россия на весь прогнозный период останется крупнейшим экспортером газа в мире. Крупнейшим импортером после 2020 г. станет Китай

Мировая торговля газа, рост которой несколько замедлился в 2010–2015 гг., вновь продолжит быстрый рост и к 2040 г. увеличится в 1,5 раза, превысив 1,2 трлн куб. м в Вероятном сценарии, 1,1 трлн куб. м – в Критическом и 1,4 трлн куб. м – в Благоприятном сценарии. На 11 стран в период с 2015 по 2040 гг. будет приходиться порядка 80 % мирового чистого экспорта газа. Крупнейшим экспортером в течение всего прогнозного периода останется Россия. Следом за ней тремя крупнейшими экспортерами с объемами экспорта по 120–125 млрд куб. м будут Иран, Катар и Австралия. Норвегия уже в ближайшие годы достигнет пика производства газа и начнет стабилизировать, а затем и снижать добычу. На рынок международной торговли СПГ выходят США и позднее – Канада. Ускоренными темпами будет расти экспорт газа из Африки, преимущественно за счет Нигерии, Мозамбика и Танзании (Рисунок 2.82).

Рисунок 2.82 – Мировой чистый экспорт газа по странам в Вероятном сценарии

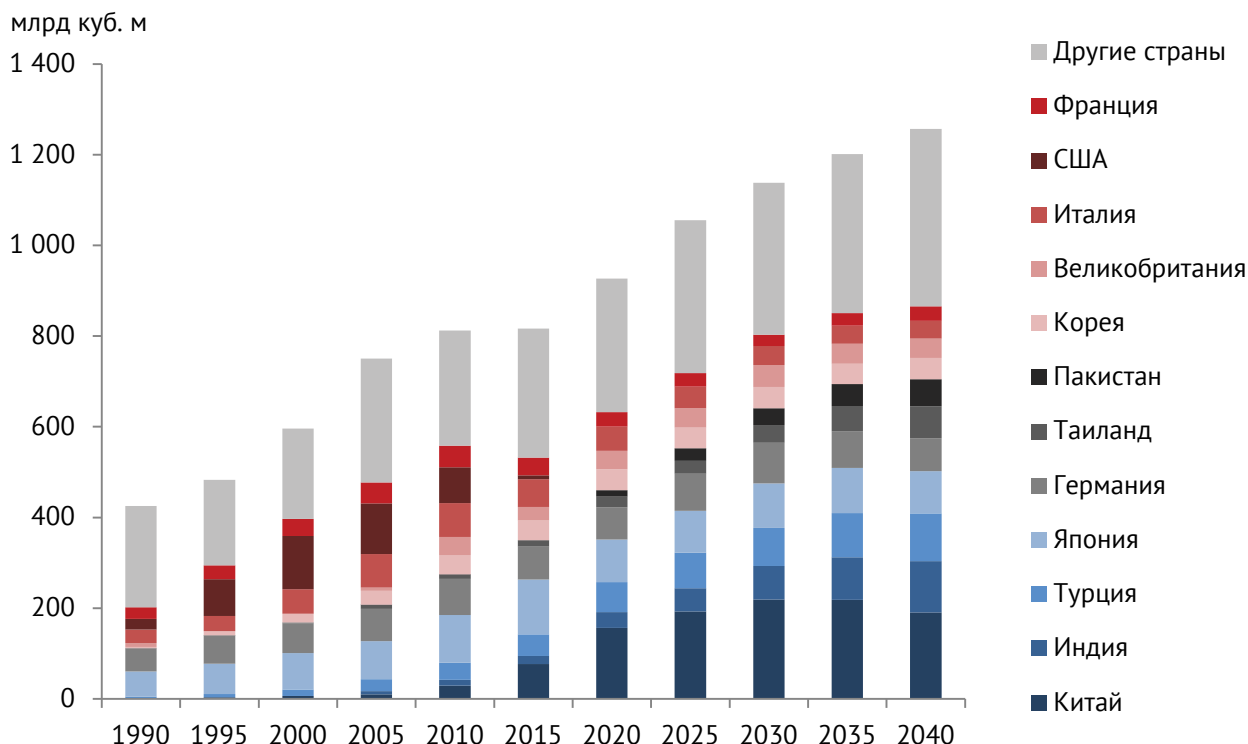


Источник: ИНЭИ РАН

На стороне импортеров мировой газовый рынок несколько менее концентрирован: на 12 стран в 2015–2040 гг. придется порядка 70 % чистого импорта. Крупнейшими импортерами газа в 2040 г. будут Китай, Индия,

Турция, Япония, Германия и Таиланд – на эти страны придется половина мирового чистого импорта газа (Рисунок 2.83).

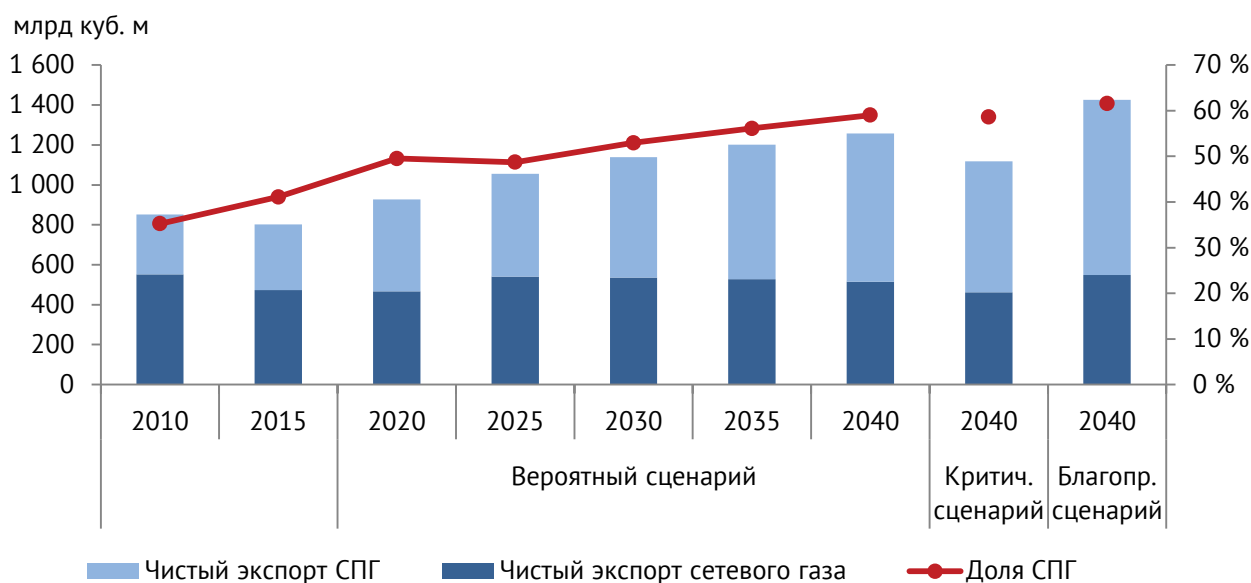
**Рисунок 2.83 – Мировой чистый импорт газа по странам в Вероятном сценарии**



Источник: ИНЭИ РАН

На рынке Азии торговля газом во многом будет зависеть от Китая. При замедлении роста потребления газа ниже скорости расширения добычи вероятно прохождение пика импорта газа в страну после 2035 г., что прогнозируется в Вероятном и Критическом сценариях (Рисунок 2.84).

**Рисунок 2.84 – Мировой чистый экспорт сетевого газа и СПГ для трех сценариев**



Источник: ИНЭИ РАН

Толлинговые схемы в США благодаря условию «сжижай или плати» вынуждают вести торговлю газа, даже если не покрываются полные затраты. Американский СПГ становится балансирующим на газовом рынке благодаря коротким инвестиционным циклам сланцевых проектов, деинтегрированной цепочке поставок, появлению крупных мощностей по сжижению с невысоким уровнем загрузки и контрактной гибкости. Он устанавливает нижнюю границу арбитражных цен, при превышении которых американские поставки немедленно расширяются.

#### Американский СПГ – особая роль на рынке

Американские проекты по производству сжиженного природного газа на базе простаивающих регазификационных терминалов способны оказать существенное воздействие на всю систему мировой торговли не только в силу выхода на рынок дополнительных объемов нового предложения, но и из-за новых экономических и маркетинговых подходов. Уже введенные и сооружаемые мощности СПГ-производства в США способны обеспечить экспорт из этой страны в объеме более 80 млрд куб. м. На ранних этапах их реализации началась договорная кампания, основная доля контрактов была заключена в 2013 г., когда ценовой дифференциал между американским, европейским и азиатским рынками был самым значительным, что обещало компаниям и трейдерам высокую маржу от реализации американского СПГ на этих рынках. Данная ситуация позволила американским операторам почти полностью законтрактовать еще не построенные мощности. По данным IGU, всего заключено контрактов на экспорт СПГ из США на общий объем 112 млн т в г., при этом в 2015 г. – лишь на 9 млн т.

Однако на фоне драматического падения цен на углеводороды, к февралю 2016 г., ставшему формальным стартом экспорта СПГ из США в рамках новых проектов, разница в ценах между основными региональными рынками сократилась до 80–100 долл./тыс. куб. м, чего явно недостаточно для компенсации инвестиционных затрат на сжижение и транспортировку и получения хотя бы минимальных прибылей трейдерами. Возможности ценового арбитража между региональными рынками, на чем была основана идея американского экспорта, практически исчезли.

При этом важно, что американские операторы реализуют практически весь свой СПГ на основе долгосрочных контрактов сроком на 20 лет, содержащих также обязательное условие «сжижай или плати» с целью долговременных гарантий. Тем самым операторы снимают с себя риски, связанные с неполной загрузкой своих производств, обеспечивая себе гарантии получения платежей согласно условиям контракта.

Принципиальным нововведением американских компаний стало применение толлинговой схемы, когда оператор проекта оказывает лишь услуги по сжижению газа, который покупатель самостоятельно приобретает на рынке с привязкой к котировкам Henry Hub, получая за это фиксированную плату (liquefaction fee). Так, для проекта Sabine Pass это составляет 2,25–3 долл./МБТЕ (80–107 долл./тыс. куб. м), а для проекта Corpus Christi – уже 3,5 долл./МБТЕ (125 долл./тыс. куб. м).

Такой платеж компания-оператор получит вне зависимости от стоимости исходного сырья, фактических объемов производства и, главное, вне зависимости от цен конечной реализации – все эти риски в американской модели несут клиенты. Покупатели в данном случае становятся активными участниками производственной СПГ-цепочки на более ранних этапах, чем прежде. При этом американские компании заявляют, что они не настаивают на географической привязке при поставке продукции к конкретному рынку, а также отказываются от прибылей за счет конечной реализации энергоресурса (хотя при текущей ценовой конъюнктуре это означает скорее освобождение от убытков и рисков).

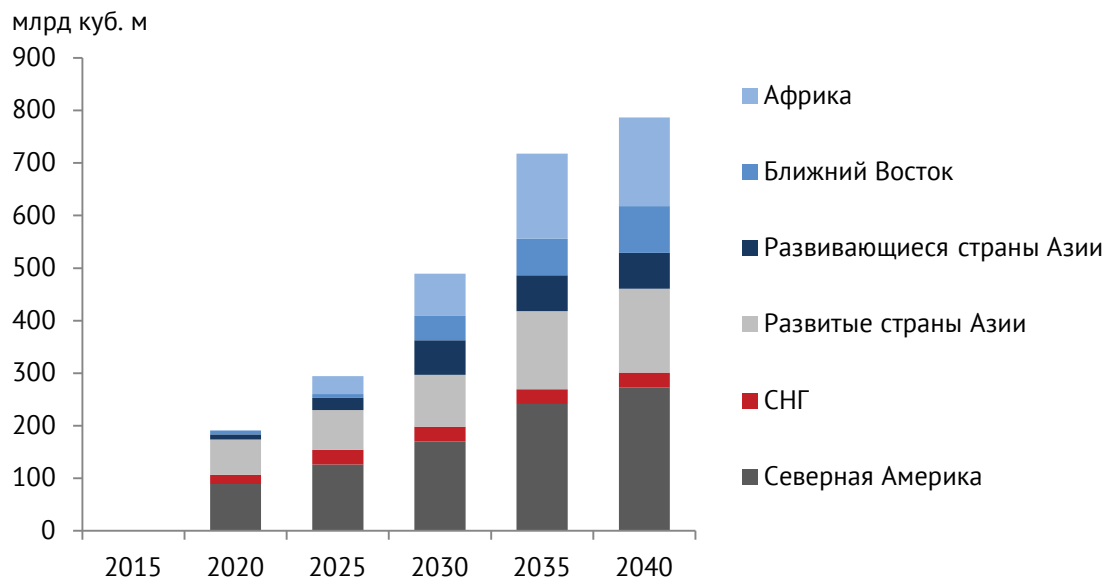
Таким образом, американские компании крайне успешно провели договорную кампанию, обеспечив свои еще не введенные в строй заводы загрузкой или ее оплатой на два десятилетия вперед, переложив при этом все рыночные риски на международные компании и торговые дома, заключившие с ними долгосрочные контракты на условиях «сжижай или плати». В силу этого заключившие контракт на сжижение компании вынуждены при реализации СПГ учитывать затраты на закупку и транспортировку газа, а стоимость сжижения фактически списывать как невозвратную (sunk costs).

В период до 2030 г., пока есть возможности наращивать дополнительные объемы производства, американский СПГ становится своего рода переключателем на рынке, гибко реагируя на соотношение спроса и предложения и наращивая объемы поставок при росте цен и появлении дополнительных ниш. Этому способствуют короткие инвестиционные циклы при сланцевой добыче и ожидаемое наличие свободных мощностей американских заводов СПГ.

Согласно с разработанными сценариями, экспорт СПГ из США находится в 2040 г. в диапазоне 37–99 млрд куб. м, а из Северной Америки – в диапазоне 55–128 млрд куб. м. Объемы экспорта по сценариям реагируют на спрос мирового рынка, уровень цен и технологическое развитие.

Рост торговли СПГ будет обеспечен быстрым, хотя и несколько неравномерным приростом мировых мощностей по его производству. Наибольшие объемы вводов новых заводов СПГ в период до 2040 г. ожидаются в США, Австралии, Иране, Мозамбике, Танзании, Нигерии и Канаде (Рисунок 2.85).

**Рисунок 2.85 – Накопленный по отношению к 2015 г. прирост мощностей по сжижению газа по регионам мира в Вероятном сценарии**



Источник: ИНЭИ РАН

### Состояние рынка СПГ

Начиная с 2010 г., мировой рынок СПГ демонстрировал умеренно поступательную динамику с незначительными темпами ежегодного прироста. Но во второй половине текущего десятилетия устоявшийся рынок СПГ ждет резкий скачок, проекты, уже находящиеся на стадии строительства, гарантируют, что объем производственных мощностей вырастет более чем на 40 % в период 2015–2019 гг. (Рисунок 2.86).

**Рисунок 2.86 – Действующие и вводимые мировые мощности СПГ**



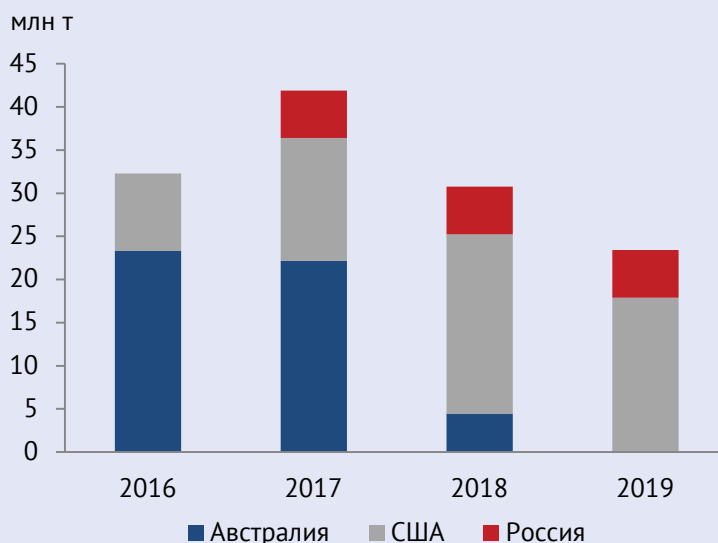
Источник: ИНЭИ РАН

По состоянию на середину 2016 г. в стадии строительства находится около 135 млн т/г. новых мощностей по сжижению, 62 млн т из которых расположены в США, 54 млн т – в Австралии и 17 млн т – в России, а также небольшие проекты в Малайзии, Индонезии и Колумбии. Только в течение 2016 г. заработают новые про-



изводства общим объемом 42 млн т/г., большая их часть находится в Австралии, которая с их завершением становится мировым лидером по экспорту СПГ. Однако наибольшее влияние на рынок окажут новые американские экспортные проекты, чья привязка к котировкам Henry Hub может серьезно повлиять на глобальное изменение ценовых подходов и механизмов (Рисунок 2.87).

Рисунок 2.87 – Структура строящихся мощностей СПГ по странам



Источники: GIIGNL, данные компаний-операторов

С увеличением производственных мощностей почти в полтора раза всего за четыре предстоящих года мировой рынок СПГ вступает в период жесточайшей конкуренции, что лишь усугубляется слабым приростом спроса на газ в Азии. Значительные объемы свободного газа выйдут прежде всего на краткосрочный рынок, развивая его инструменты и механизмы, но не оставляя продавцам иного выхода, кроме жесткой ценовой конкуренции. При этом в условиях избытка предложения под угрозой окажется реализация новых проектов по сжижению газа, которые пока не вошли в стадию строительства.

Перенасыщенный рынок СПГ на среднесрочную перспективу превращается в «рынок покупателей», большая часть из которых окажется в безусловном выигрыше, за исключением тех, кто связал себя долгосрочными соглашениями и будет вынужден разделить все предстоящие риски наряду с операторами СПГ-проектов, международными компаниями и трейдерами. С их стороны можно ожидать усиления попыток пересмотра существующих контрактных систем — аналогично тому, как в 2009–2012 гг. на европейском рынке избыток предложения привел к резкому росту доли спотовой индексации и к пересмотру подавляющего большинства контрактов. Аналогичные процессы теперь можно ожидать на рынке АТР.

В самое короткое время новые СПГ-производства должны адаптироваться к новым жестким условиям рынка, которые сохранятся как минимум до конца десятилетия. Такая адаптация, безусловно, потребует от всех субъектов со стороны предложения, включая и компании-трейдеры (агрегаторы), максимальной оптимизации и снижения издержек.

В течение прогнозного периода будет существенно повышаться доля чистого импорта в европейском потреблении газа за счет опережающего падения собственной добычи в регионе, включая Норвегию. Почти удвоится в перспективе до 2040 г. импортная зависимость Индии. Существенно, в 1,3 раза, за 2015–2020 гг. увеличится импортная зависимость Китая, однако впоследствии она постепенно будет снижаться и вернется примерно к уровню 2013 г. (Таблица 2.10). Это объясняется тем, что темпы роста спроса в Китае будут замедляться несколько быстрее, чем темпы роста собственной добычи.

Таблица 2.10 – Доля чистого импорта в потреблении газа в ключевых регионах-импортерах, %

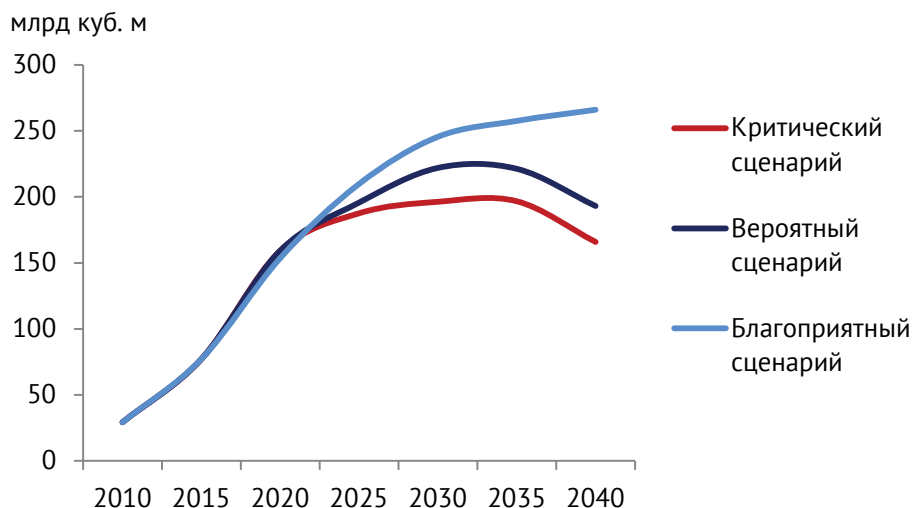
	2010	2015	Вероятный сценарий					Критич. сценарий	Благопр. сценарий
			2020	2025	2030	2035	2040	2040	2040
<b>Европа</b>	46	48	58	62	64	65	67	63	70
Япония	98	97	97	98	99	99	99	99	99
<b>Развивающиеся страны Азии</b>	0	7	29	33	34	37	36	35	40
Китай	24	37	49	46	44	41	34	33	41
Индия	20	36	47	50	55	57	59	55	63

Источник: ИНЭИ РАН

Только в Благоприятном сценарии Китай к 2040 г. не проходит пик импорта газа

Развитие собственной добычи опережающими по сравнению с ростом потребления темпами делает вероятным прохождение пика импорта газа в Китае уже после 2030 г. (Рисунок 2.88). Этот факт заставляет крайне внимательно подходить ко всем новым крупным проектам, поставки в рамках которых на китайский рынок запланированы после 2030 г.

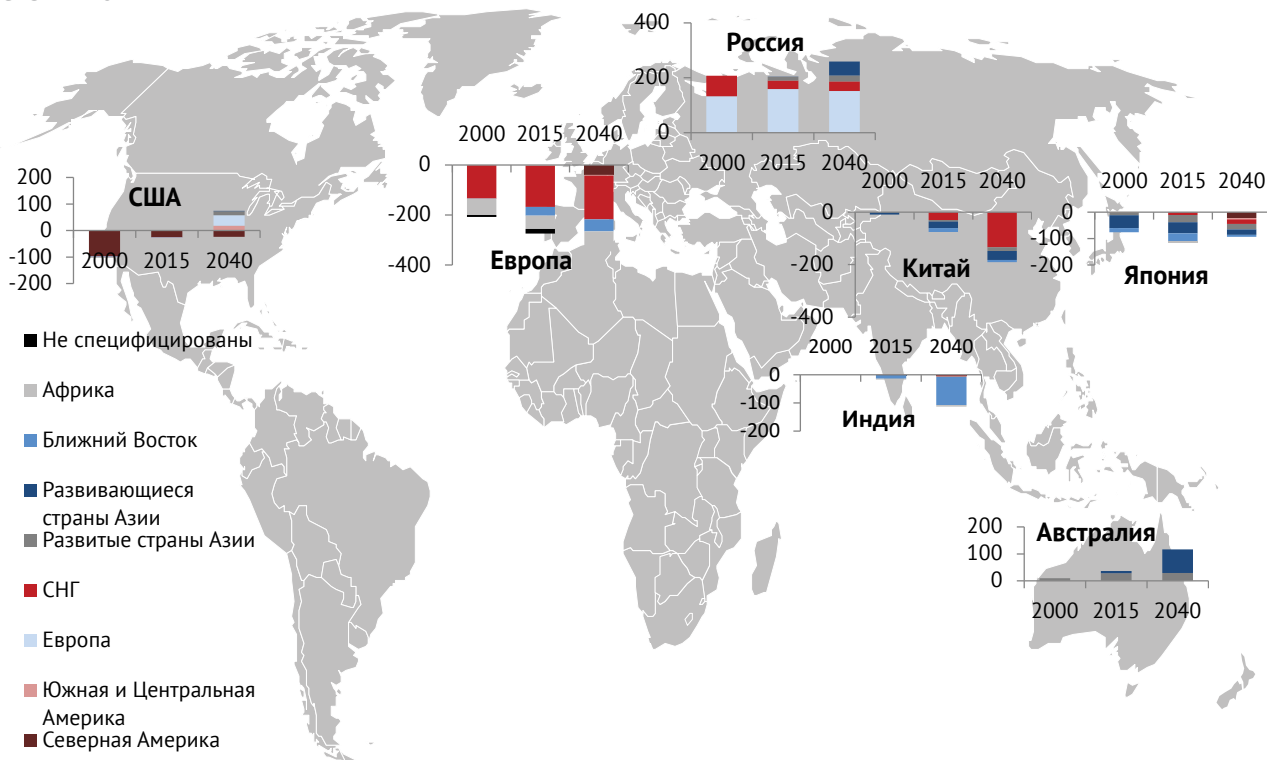
Рисунок 2.88 – Чистый импорт газа в Китай



Источник: ИНЭИ РАН

В рассматриваемом периоде продолжится рост абсолютных объемов торговли на азиатском рынке газа. При этом к концу прогнозного периода крупнейшим импортером газа в Азии будет не Китай, а Индия. Основную часть поставок в эту страну обеспечат страны Ближнего Востока, тогда как основную часть поставок газа в Китай обеспечат страны СНГ. Высокой диверсификацией отличается структура поставок СПГ в Азию: импорт газа будет вестись из всех регионов, кроме Европы. США к концу прогнозного периода будут поставлять СПГ в Европу, Азию и Южную и Центральную Америку. Российский экспорт газа расширится преимущественно за счет роста поставок в страны Азии (Рисунок 2.89).

Рисунок 2.89 – Экспорт и импорт газа отдельными странами и регионами по направлениям/источникам



Источник: ИНЭИ РАН

### Равновесные цены газа

Определяющими для мирового газового рынка на текущем этапе его развития являются цены нефти, к которым по-прежнему привязана значительная часть международных контрактов, и равновесные цены газа, отражающие изменение баланса спроса и предложения на региональных рынках (Рисунок 2.90). Но реальные рыночные цены в отдельные периоды могут отклоняться от равновесных среднегодовых под влиянием различных временных факторов, влияющих на рынки нефти и газа (погодных, перебоев с поставками, колебаний спроса, контрактных условий, действий отдельных участников рынка и т. д.). В Прогнозе показан именно равновесный уровень, к которому, согласно правилам рынка, и должна стремиться рыночная цена газа. При расчете данной цены учитывались не только затраты в соответствии со спросом, но и контрактные условия поставок, уровень концентрации рынка, трансформация систем ценообразования и др. факторы.

В 2015–2020 гг. ожидается сохранение текущей ситуации превышения прироста производства СПГ над приростом мирового чистого импорта. Такое состояние косвенно отражает наличие свободных производственных мощностей и способствует образованию избытка предложения, которое оказывает понижающее давление на цены. Главным образом это отразится на ценах в Европе, где значительная часть поставок осуществляется в рамках спотовой торговли. Средневзвешенные цены в Азии, наоборот, несколько вырастут, поскольку поставки в этот регион в этот период будут осуществляться преимущественно по контрактам, привязанным к цене нефти, уровни которой начнут восстанавливаться.

В 2020–2025 гг. прирост мирового спроса на газ будет самым высоким за рассматриваемый период, а прирост мощностей заводов СПГ замедлит-

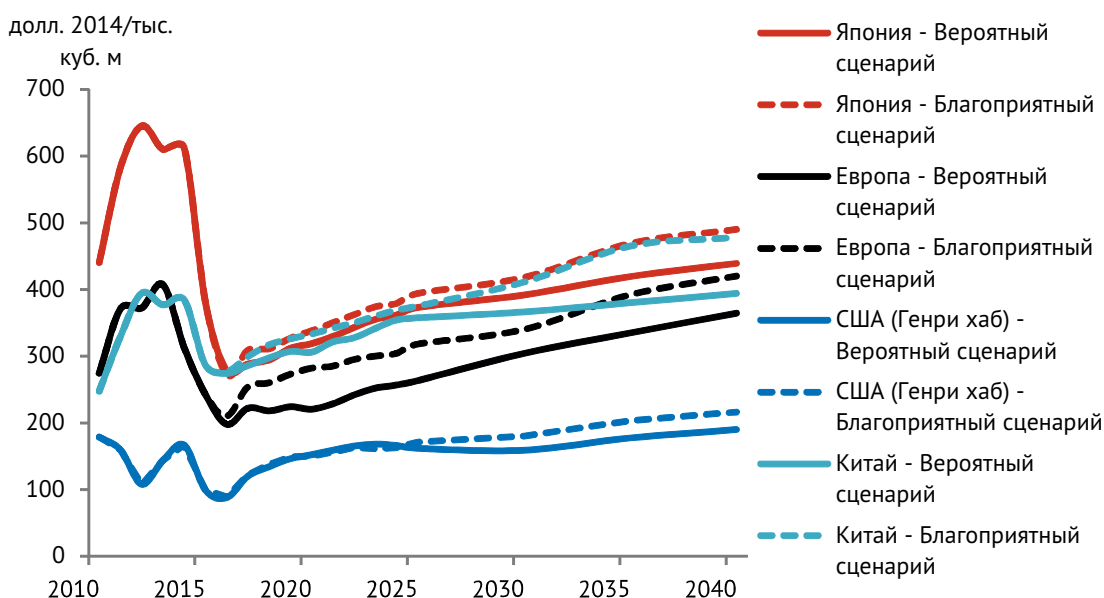
ся. В этот период прогнозируется более быстрое восстановление цен на газ на региональных рынках (приблизительно на 50 долл. 2014/тыс. куб. м за 5 лет). В 2025–2040 гг. темпы прироста мирового спроса на газ, потребности в импорте и производства СПГ будут постепенно снижаться, но одновременно продолжают повышаться затраты на добычу газа, что будет поддерживать умеренный рост цен.

Прогнозируется, что заметный разрыв цен на газ на региональных рынках сохранится, что связано с сохраняющимися высокими затратами на его транспортировку. Цены на газ во всех регионах в течение прогнозного периода будут постепенно повышаться, однако даже к завершению периода на рынках стран-импортеров они не достигнут рекордных уровней 2012–2014 гг.

Даже до 2040 г. не прогнозируется восстановления цен на газ в Европе и Азии до уровня 2012–2014 гг.

Цены на газ в США во всех сценариях уверенно повышаются в ближайшее десятилетие. Это связано с выходом США на мировой рынок в качестве экспортера, но впоследствии их рост замедляется. К 2040 г. они достигают 190 долл. 2014/тыс. куб. м в Вероятном сценарии (160 и 220 долл. 2014/тыс. куб. м, соответственно, в Критическом и Благоприятном сценариях). Европейские цены на газ в Вероятном сценарии в течение периода избытка предложения СПГ будут стагнировать, после чего начнут восстанавливаться и достигнут 365 долл. 2014/тыс. куб. м. В зависимости от объемов регионального и мирового спроса по сценариям их диапазон на 2040 г. находится в пределах 330–420 долл. 2014/тыс. куб. м. Цены газа в Азии на 50–100 долл. 2014/тыс. куб. м будут превышать европейские цены, и лишь в Критическом сценарии цены на газ в Китае ввиду слабого экономического роста и существенного замедления прироста газопотребления к концу прогнозного периода снижаются до уровня европейских. В 2040 г. цены на газ в Японии находятся в диапазоне 400–490 долл. 2014/тыс. куб. м, в Китае – 330–480 долл. 2014/тыс. куб. м по сценариям (Рисунок 2.90, Рисунок 2.91).

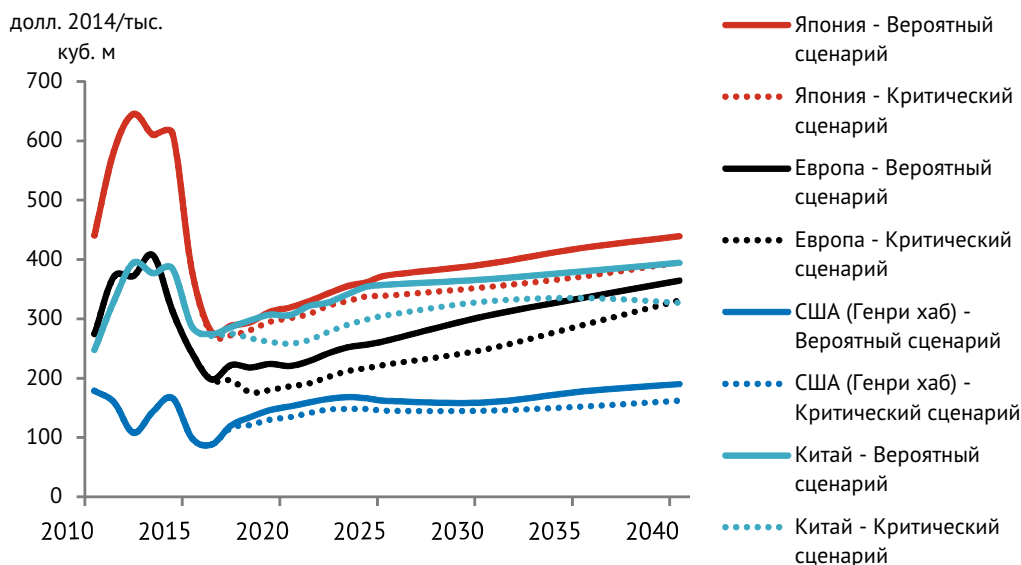
Рисунок 2.90 – Прогнозные средневзвешенные цены на газ по региональным рынкам в Вероятном и Благоприятном сценариях



Примечание: для Европы, Китая и Японии представлены средневзвешенные между ценами долгосрочных контрактов и спотовыми ценами с учетом объемов потребления.

Источник: ИНЭИ РАН

Рисунок 2.91 – Прогнозные средневзвешенные цены на газ по региональным рынкам в Вероятном и Критическом сценариях

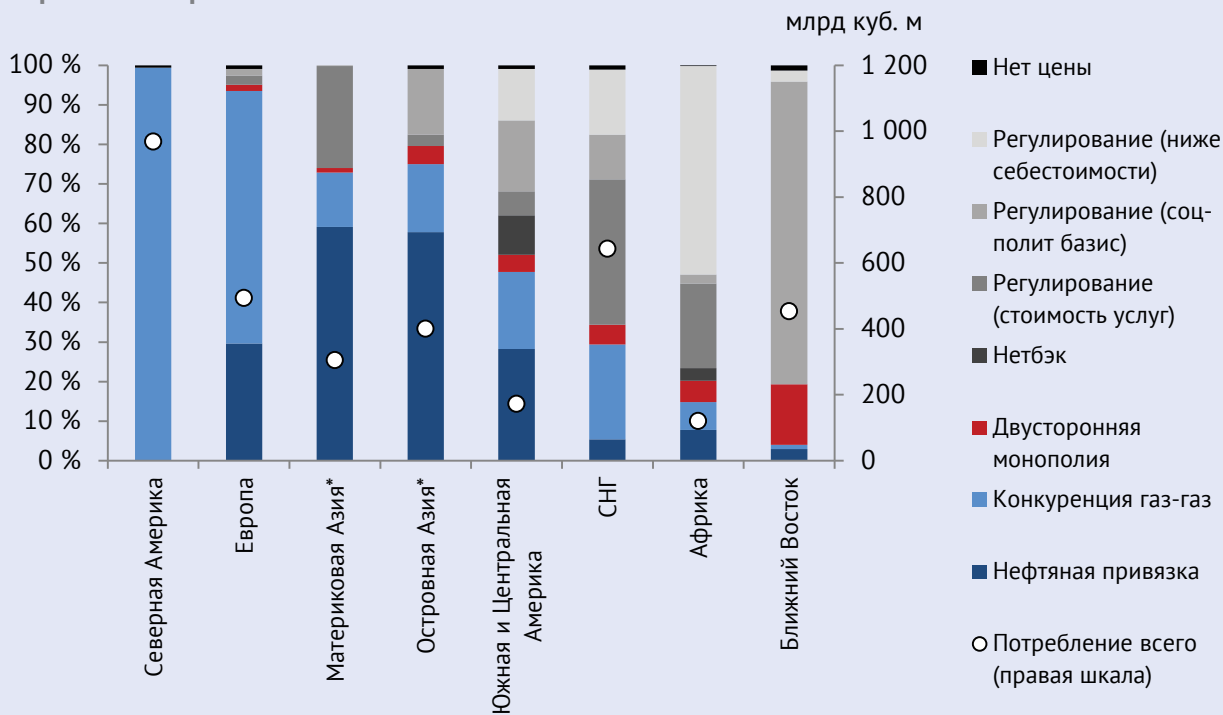


Источник: ИНЭИ РАН

### Трансформация механизмов ценообразования на газ

За последние десять лет доминирующим трендом в трансформации ценовых механизмов на глобальном газовом рынке стало постепенное расширение доли сегмента, основанного на конкуренции «газ – газ» (с 31 % от общего потребления газа в мире в 2005 г. до 44,7 % по итогам 2015 г.), за счет сокращения доли поставок с нефтяной привязкой (с 24,4 до 18,7 % соответственно), а также за счет снижения доли регулируемых цен. Рост конкурентных ценовых механизмов преимущественно обеспечивается за счет их тотального доминирования на емком рынке Северной Америки (99,4 %) и расширения их использования на активно либерализуемом рынке Европы (с 15 % в 2005 г. до 64 % в 2015 г.) (Рисунок 2.92).

Рисунок 2.92 – Структура ценовых механизмов по регионам мира в 2015 г., %, и общий объем потребления в регионах



\* - The 2016 IGU Wholesale Gas Price

Источник: IGU Wholesale gas price survey 2016 edition, ИНЭИ РАН

Наиболее активно процессы либерализации и формирование единого рынка на основе целевой модели идут на газовом рынке объединенной Европы, где упор сделан на краткосрочную торговлю с привязкой к котировкам хабов. Однако этот рынок на самом деле представляет собою далеко не однородную картину. Если в Северо-Западной Европе доля конкурентных поставок в 2015 г. превысила 92 % в результате развития торговли на хабах и изменения условий долгосрочных контрактов, то в Центральной Европе она не превысила 56 %, в Средиземноморье составила 32 %, в странах Балтии и Скандинавии — 15 %, в Юго-Восточной Европе такие поставки практически отсутствуют. Из 16 зарегистрированных на 2016 г. газовых хабов в Европе ликвидными можно назвать лишь два из них: британский NBP и голландский TTF.

Доминирование поставок с нефтяной привязкой на 2015 г. сохранялось в общем объеме всего импорта газа в мире (49 %), а особенно — в импорте СПГ (69 %). Однако именно сектор торговли сжиженным газом в крупнейшем регионе потребления — АТР в ближайшие годы может серьезно сдвинуться в сторону увеличения краткосрочной торговли на фоне резкого увеличения предложения и обострения конкуренции. Среди наиболее вероятных центров развития краткосрочной торговли в регионе обычно упоминаются Сингапур, Шанхай, Токио. Однако ключевым является не столько место расположения хабов, сколько правила их работы и возможный уровень ликвидности. Все чаще поднимается вопрос о создании хаба для торговли СПГ (что потребует принципиально новых решений с точки зрения информационно-расчетной системы, стандартизации контрактов и организации хранения), уже возникает онлайн-торговля СПГ — начинается процесс ее «юберизации» с пока не вполне ясными последствиями.

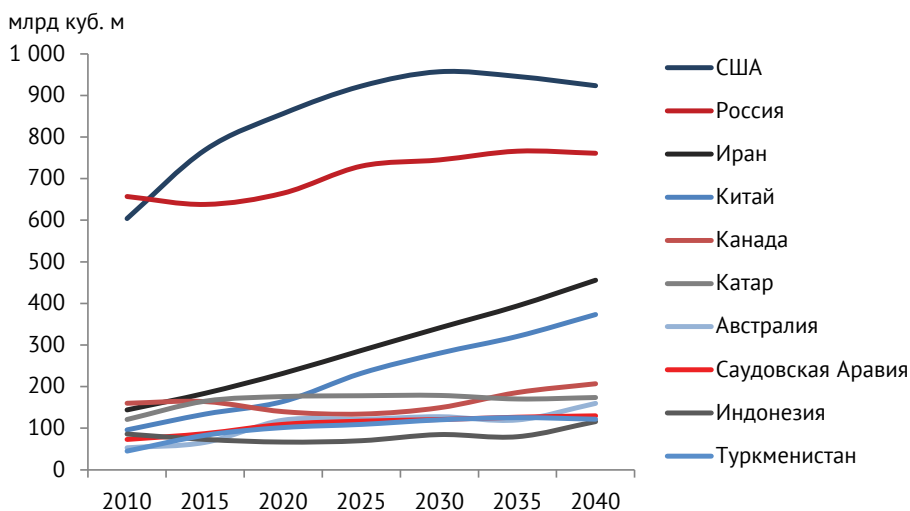
Развитие краткосрочной торговли газом в АТР может существенно увеличить долю спотовой составляющей в ценовой формуле долгосрочных контрактов. В качестве переходной меры могут также использоваться ценовые привязки к котировкам американского хаба Henry Hub и голландского TTF, с перспективой выработки собственных ценовых маркеров, основанных на соотношении спроса и предложения в регионе.

Помимо хабов у потребителей нельзя исключать и возможности формирования СПГ-хабов в центрах производства, крупнейшими из которых в рассматриваемый период будут Мексиканский залив, Персидский залив и Австралия. Вообще, торговля СПГ по мере развития этого рынка будет все больше напоминать мировую торговлю нефтью.

### Позиции основных игроков на газовом рынке

На мировом газовом рынке можно выделить двух суперпроизводителей — США и Россию, объемы добычи которых превышают 600 млрд куб. м в 2010–2040 гг., а также двух наиболее быстрорастущих крупных производителей — Иран и Китай, суммарные объемы добычи которых в 2040 г. будут сопоставимы с добычей России. Кроме того, имеется ряд других крупных производителей: Австралия, Саудовская Аравия, Туркменистан и Индонезия, объемы производства которых находятся в пределах до 200 млрд куб. м. Суммарно эти страны стабильно обеспечивают 60–65 % мировой добычи газа (Рисунок 2.93).

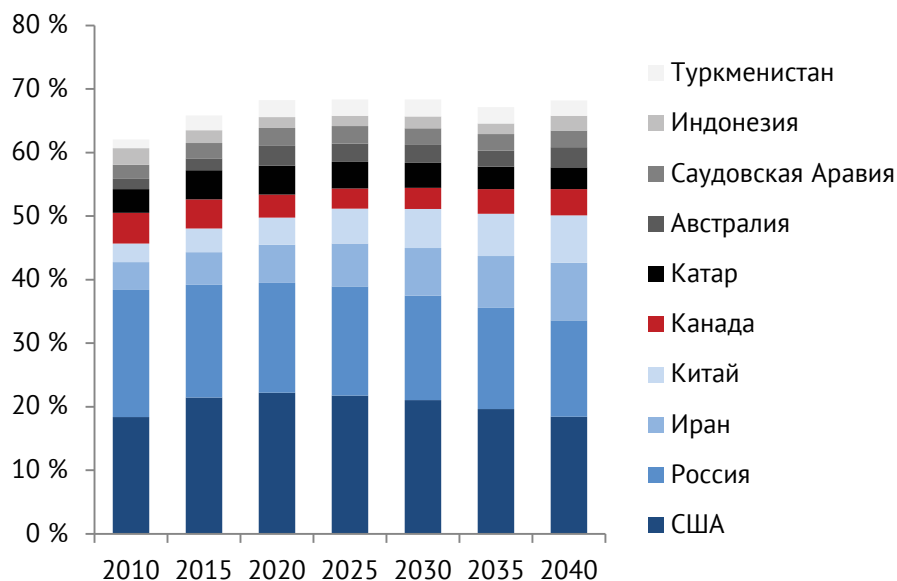
Рисунок 2.93 – Объемы производства газа крупнейшими производителями в Вероятном сценарии



Источник: ИНЭИ РАН

На фоне прохождения пика сланцевой добычи в США и расширения производства в других регионах мира доли основных производителей – США и России будут снижаться (Рисунок 2.94).

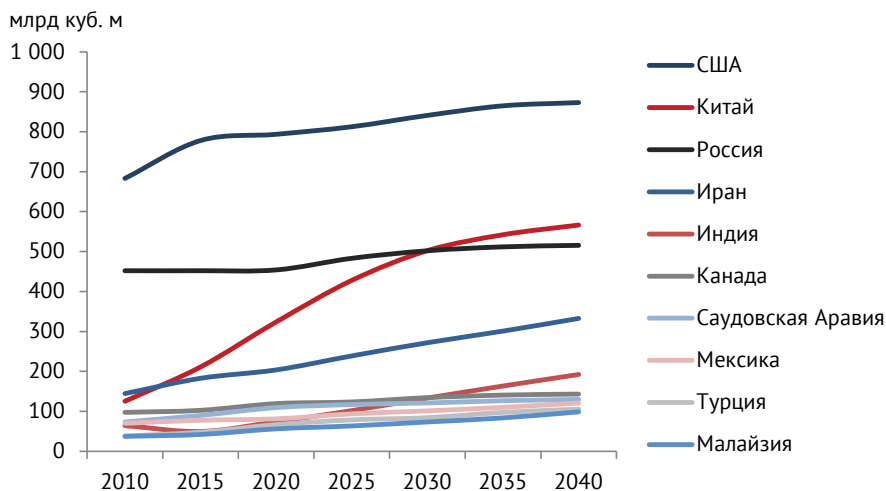
Рисунок 2.94 – Доля крупнейших производителей газа в Вероятном сценарии



Источник: ИНЭИ РАН

Среди потребителей газа в мире по состоянию на 2015 г. также выделяются два суперпотребителя (они же и суперпроизводители) – США и Россия. К середине прогнозного периода Китай достигнет уровня газопотребления России. Крупным и быстрорастущим газовым рынком в течение 2015–2040 гг. будет рынок Ирана. Ускоренными темпами растет газовый рынок Индии, однако его объемы, равно как и объемы таких потребителей, как Канада, Саудовская Аравия, Турция, Малайзия, Мексика, не превысят 200 млрд куб. м (Рисунок 2.95, Рисунок 2.96). Указанные 10 стран будут обеспечивать до 60 % мирового потребления газа. Концентрация мирового рынка газа как со стороны производителей, так и со стороны потребителей при постепенном снижении доли суперпроизводителей в перспективе до 2040 г. будет снижаться.

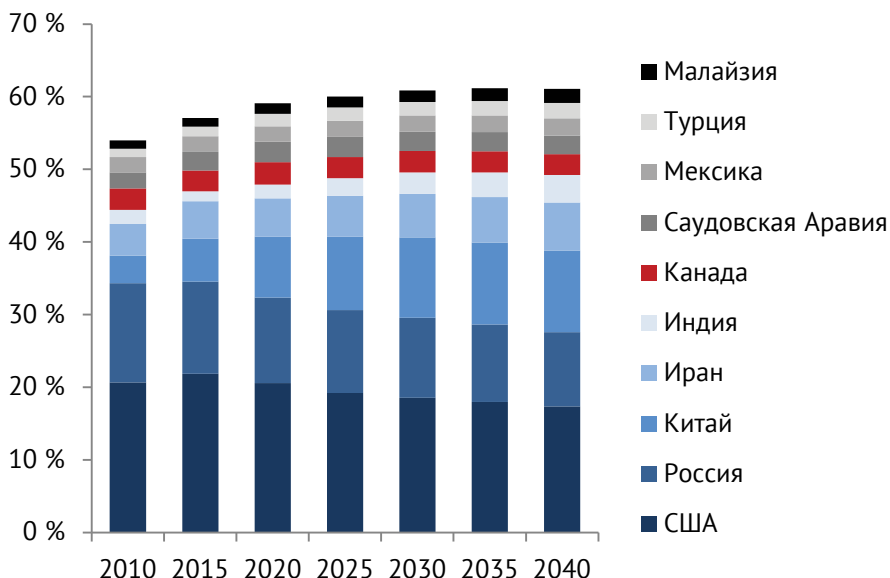
Рисунок 2.95 – Объемы потребления газа крупнейшими потребителями в Вероятном сценарии



Источник: ИНЭИ РАН



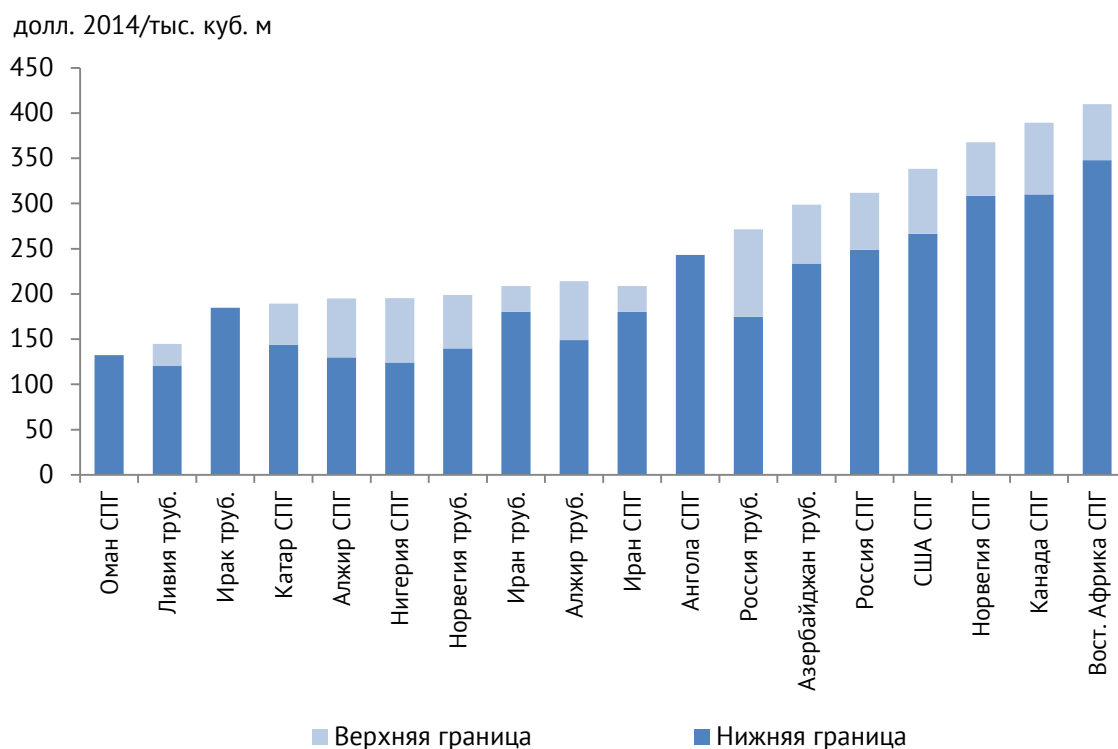
Рисунок 2.96 – Доля крупнейших потребителей газа в Вероятном сценарии



Источник: ИНЭИ РАН

Число поставщиков газа на европейский рынок вырастет, но основная часть новых производителей СПГ будет находиться в замыкающей части кривой предложения (Рисунок 2.97).

Рисунок 2.97 – Диапазон затрат на поставку газа в Западную Европу в 2040 г.

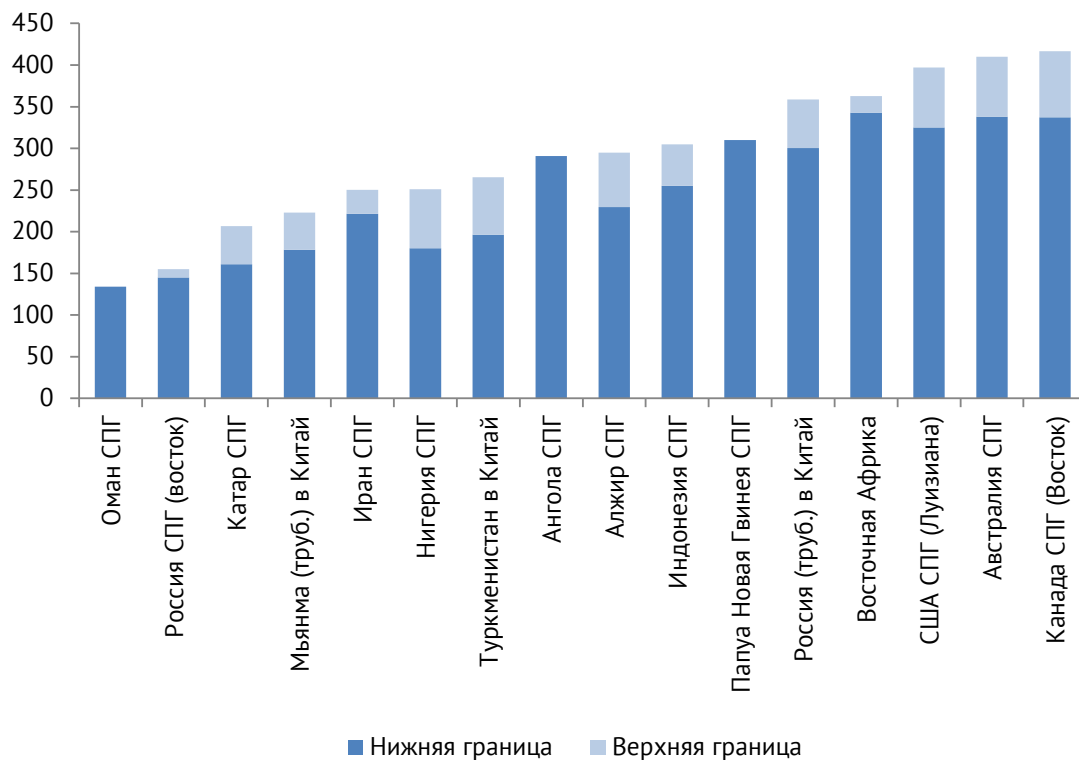


Источник: ИНЭИ РАН

На азиатском рынке борьба за ниши развернется между новыми производителями из Северной Америки, Восточной Африки, Австралии, России (Рисунок 2.98).

Рисунок 2.98 – Диапазон затрат на поставку газа в Азию в 2040 г.

долл. 2014/тыс. куб. м



Источник: ИНЭИ РАН

## Рынок твердых видов топлива

### Спрос на твердое топливо

Твердые виды топлива (уголь, твердая биомасса<sup>75</sup> и др.) по состоянию на 2015 г. обеспечивали 38 % мирового энергопотребления (уголь – 28 %) и около 42 % (уголь – 40 %) в мировой электро- и теплогенерации.

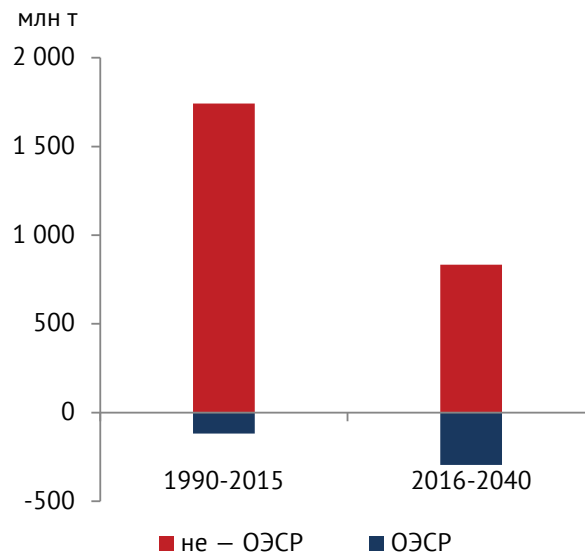
В начале XX века уголь был ключевым источником энергии в мире и вплоть до 1940 г. обеспечивал около 60 % всего энергопотребления. Впоследствии, с началом активного использования нефти, газа, а позже и атомной энергии, доля угля стала сокращаться и к началу 1970-х гг. стала составлять уже менее 24 %. Но говорить о завершении эпохи угля было еще рано. На фоне ускоренного развития экономик развивающихся стран Азии и ограниченных возможностей энергообеспечения другими ресурсами потребность в угле стала быстро расти. И только в 2010–2015 гг. наступил переломный момент, когда доля угля, достигнув 29 % в мировом энергобалансе, вновь начала сокращаться. Согласно проведенным расчетам, эта динамика снижения будет достаточно устойчивой на протяжении следующих 25 лет, и к 2040 г. уголь вернется к показателям 1970-х гг. и будет обеспечивать только четверть мирового энергопотребления.

<sup>75</sup> К твердым видам биомассы относится 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.

Темпы роста потребления угля в мире замедляются. Если в период 1990–2015 гг. они составляли 2,2 % в г., то в 2016–2040 гг. сократятся до 0,52 % (Рисунок 2.99). На это влияет сразу несколько факторов, ключевые из которых:

- замедление роста или снижение энергопотребления;
- активное развитие использования газа, ВИЭ и атомной энергетики;
- климатическая политика и стремление к переходу на более экологически чистые топлива.

**Рисунок 2.99 – Прирост потребления угля в странах ОЭСР и в странах, не входящих в ОЭСР, за периоды 1990–2015 гг. и 2016–2040 гг., Вероятный сценарий**



Источник: ИНЭИ РАН

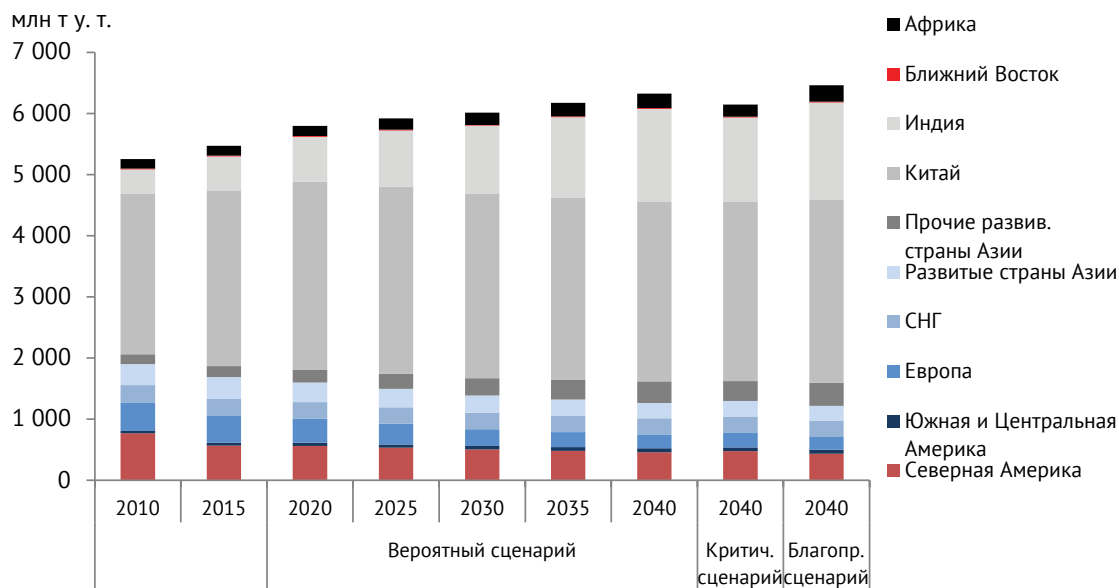
Страны – члены ОЭСР сокращают спрос на уголь, «пик потребления» угля в этой группе был пройден еще в 2007 г., и в прогнозном периоде ожидается ускорение темпов снижения спроса. Согласно рассмотренным сценариям, к 2040 г. все страны ОЭСР, кроме Чили, уменьшат потребление данного энергоресурса. Причиной этому будет как снижение суммарного энергопотребления в большинстве стран, так и проводимая энергополитика по переходу на экологически более чистые источники энергии.

За последние 25 лет доля Китая в мировом потреблении угля увеличилась с 25 до 52 %, именно уголь стал энергетической основой динамичного роста экономики страны

На протяжении последних десятилетий ключевым драйвером роста спроса на уголь в мире был Китай, в период 1990–2015 гг. потребление угля в мире увеличилось на 73 %, и на 90 % это изменение было обеспечено приростом спроса в Китае. На этом фоне доля Китая в мировом потреблении угля увеличилась с 25 до 52 %.

В прогнозном периоде ожидается изменение этой тенденции, в 2021–2024 гг. (в зависимости от сценария) Китай пройдет пик потребления угля, после чего его использование начнет сокращаться и к 2040 г. снизится от пиковых значений на 5 % в Вероятном сценарии, 10 % – в Благоприятном и 5 % – в Критическом сценариях (Рисунок 2.100). Это произойдет главным образом из-за замедления роста энергопотребления и энергетической политики, направленной на диверсификацию энергобаланса и ограничение вредных выбросов, особенно в густонаселенных районах.

Рисунок 2.100 – Прогноз потребления угля по регионам мира для трех сценариев



Источник: ИНЭИ РАН

В условиях, когда главный драйвер прироста мирового потребления угля – Китай – переходит на снижение его использования, центр роста спроса сместится в другие развивающиеся страны Азии, которые в Вероятном сценарии в период 2015–2040 гг. увеличат потребление в 2,6 раза. Благодаря развивающимся странам Азии мировой спрос на уголь в этом сценарии не снижается, а увеличивается в период 2015–2040 гг. на 14 % – до 6326 млн т у. т. (Таблица 2.11). Ключевую роль здесь сыграет Индия, где ускоренными темпами наращивается угольная генерация, и этот вид топлива является основным дешевым и доступным энергоресурсом, способным удовлетворить быстрорастущие энергетические потребности. Энергетическая политика страны нацелена на максимальное использование данного ресурса.

Таблица 2.11 – Прогноз потребления угля по регионам и крупнейшим странам для трех сценариев, млн т у. т.

	2014	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2015-2040 гг., %		
		2020	2025	2030	2035	2040			Критич. сценарий	Вероятн. сценарий	Благопр. сценарий
Северная Америка	663	564	534	507	482	459	476	434	-1,3	-1,4	-1,6
Южная и Центральная Америка	47	48	52	56	60	64	62	65	1,1	1,2	1,3
Европа	449	393	340	272	248	228	245	208	-2,3	-2,6	-2,9
СНГ	269	272	268	270	266	266	262	272	-0,1	0,0	0,0
Развитые страны Азии	347	320	300	281	264	248	255	239	-1,2	-1,3	-1,4
Развивающиеся страны Азии	3654	4018	4227	4413	4617	4808	4635	4959	0,9	1,1	1,2
Индия	540	735	922	1116	1318	1520	1382	1583	3,7	4,1	4,2
Китай	2944	3068	3056	3011	2978	2934	2929	2997	0,0	0,0	0,1
Ближний Восток	14	14	14	14	14	14	13	14	-0,1	0,1	0,2
Африка	160	167	182	200	222	239	196	268	0,8	1,5	2,0
Мир	5602	5796	5917	6012	6173	6326	6143	6458	0,4	0,5	0,5

Источник: ИНЭИ РАН

### *Предложение твердого топлива*

Мировых запасов угля при текущем уровне добычи хватит более чем на 100 лет, это самый высокий показатель из всех ископаемых топлив. Более 70 % запасов угля сосредоточено всего в 5 странах: США, России, Китае, Австралии и Индии.

Ресурсная база мировой угольной промышленности в принципе позволяет очень существенно увеличить объемы производства, однако ввод в разработку новых угледобывающих мощностей, несмотря на достаточную ресурсную базу, в прогнозном периоде будет ограничиваться сдержанным спросом, растущими издержками на добычу и транспорт для отдельных стран, а главное – экологической политикой.

По состоянию на 2015 г. основные объемы добычи угля сосредоточены в 4 регионах мира: развивающихся странах Азии (63 %), Северной Америке (13 %), СНГ (8 %) и Азии ОЭСР (7 %). Лидерами по мировой добыче угля (85 %) сконцентрирован всего в 6 странах: Китае, США, Индонезии, Австралии, Индии и России.

В рассматриваемой перспективе Австралия будет наращивать добычу угля с ориентиром на внешние рынки. При этом в первой половине прогнозного периода ожидается сдержанный прирост из-за снижения импорта других стран ОЭСР Азии и Китая, но по мере наращивания поставок в Индию Австралия будет все более ориентироваться на рынок этой страны, что позволит ей в Вероятном сценарии нарастить производство на 18 % за период 2015–2040 гг.

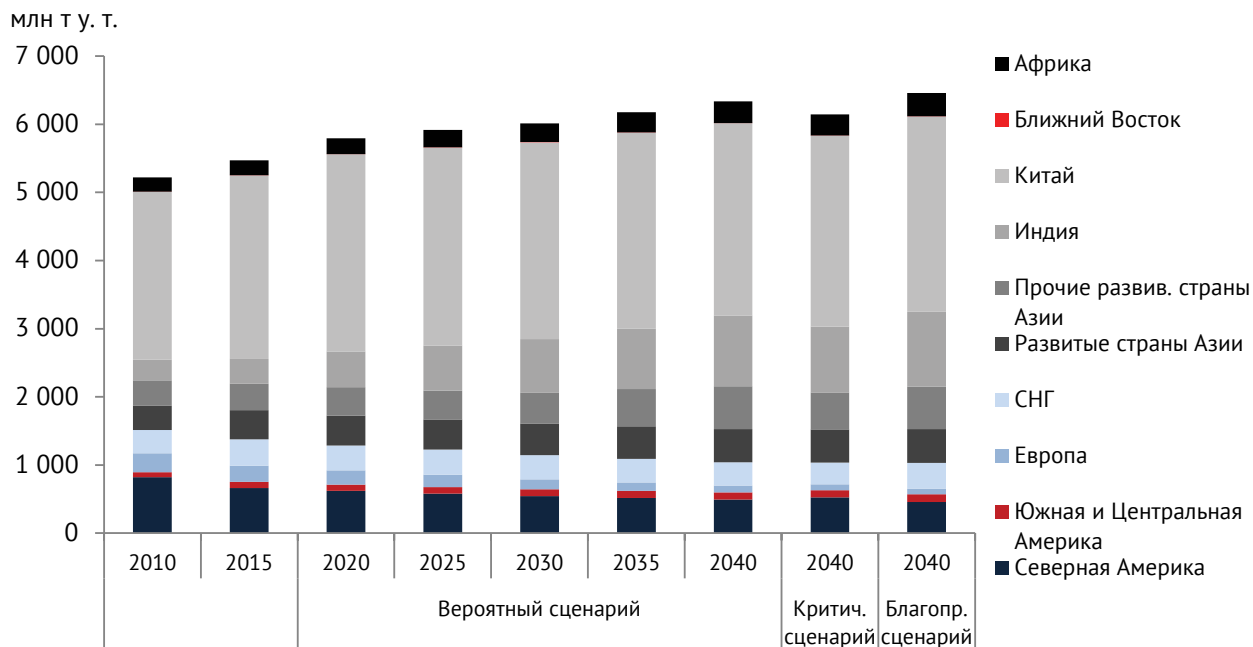
На всем протяжении до 2040 г. страны Азии будут доминировать в добыче угля, обеспечивая более 70 % мирового производства, причем за 2015–2040 гг. их доля возрастет на 7 %.

В ответ на потребности внутреннего рынка Индия будет прикладывать большие усилия для наращивания производства угля, стремясь по максимуму обеспечить свои потребности собственной добычей. По заявлению Министерства электроэнергетики, ВИЭ, угольной и горнодобывающей промышленности Индии<sup>76</sup>, правительство намерено в 2016–2020 гг. привлечь более 15 млрд долл. инвестиций в горнодобывающий сектор с целью сокращения импорта твердого топлива. В частности, перед государственной угольной компанией Coal India Ltd. поставлена амбициозная задача удвоить добычу угля – до 1 млрд т в год к 2020 г. Помимо этого, в стране быстрыми темпами развиваются железнодорожные маршруты для быстрой транспортировки собственного угля из горнодобывающих районов к прибрежным электрогенерирующим станциям. Ни один из рассматриваемых в прогнозе сценариев не предполагает добычу Индией 1 млрд т угля в 2020 г., стране удастся выйти на этот уровень в более поздние сроки. Всего за период 2015–2040 гг. Индия увеличивает добычу в Вероятном сценарии почти в 3 раза.

76 Tim L. India's Energy Minister Wants to Cut Coal Imports to Nothing // Bloomberg, 25.04.16.

В ответ на снижение спроса будут постепенно снижаться и объемы добычи угля в Китае после 2025 г. Этому будет способствовать выполнение поставленных в энергополитике целей по частичному закрытию угольных шахт и переходу на более экологически чистые виды топлива (Рисунок 2.101).

Рисунок 2.101 – Прогноз добычи угля по регионам мира для трех сценариев



Источник: ИНЭИ РАН

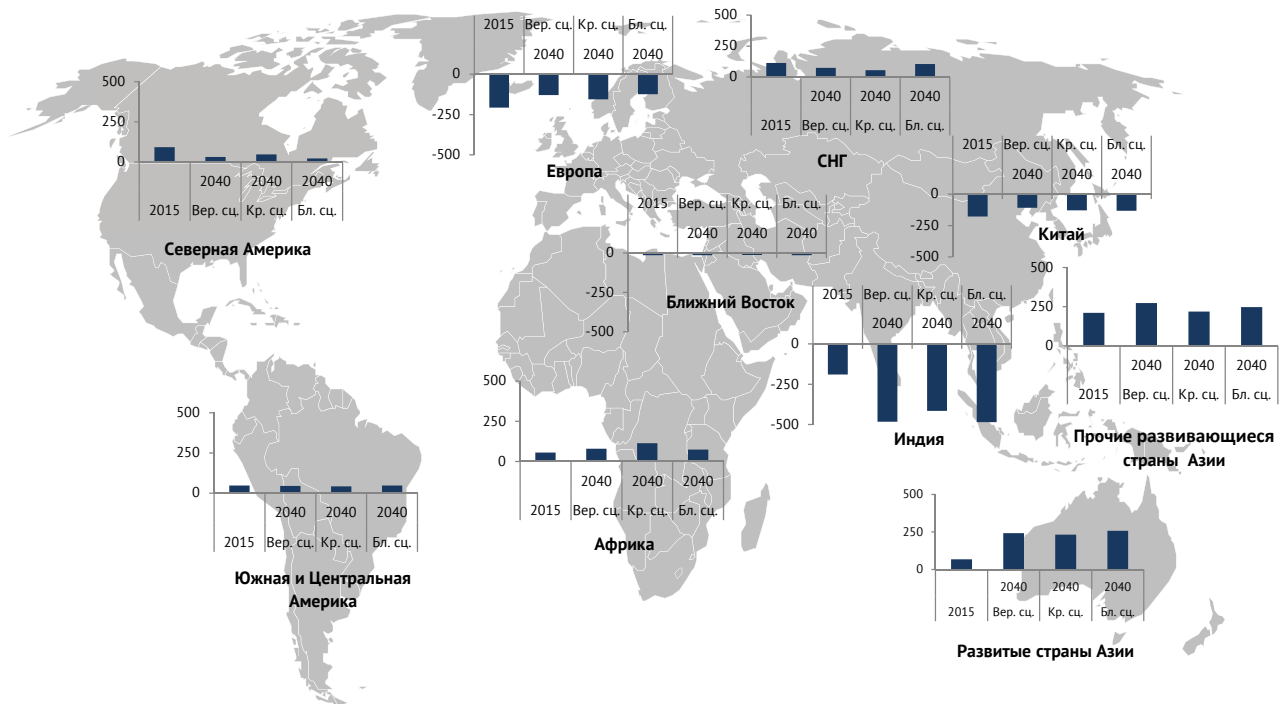
Добыча угля в Европе неизбежно сократится вслед за падением спроса в условиях проводимой энергополитики, нацеленной на переход к низкоуглеродной экономике. Аналогичным образом ситуация будет развиваться и в Северной Америке. В частности, в США уже начали приниматься меры по выведению угля из топливно-энергетического баланса страны: согласно Плану чистой энергетики (Clean Power Plan), включающему стандарты по выбросам для электростанций, а также государственные цели в области снижения выбросов углекислого газа, США планировали сократить добычу угля на 5–6 % к 2020 г., 12–15 % – к 2025 г. и на 21–22 % – к 2030 г. Однако эти планы могут быть скорректированы. В Вероятном сценарии Северная Америка сокращает производство угля к 2040 г. по сравнению с 2015 г. на 26 %.

Объемы энергетического угля будут преобладающими в структуре мирового производства твердого топлива, составляя более 80 %. Добыча данного вида угля будет увеличиваться на протяжении всего прогнозного периода, темпы роста составят в среднем 0,7 % в год. Производство более ценного и дефицитного коксующегося угля, увеличиваясь в первой половине прогнозного периода, продемонстрирует снижение в 2030–2040 гг. Необходимо отметить, что именно коксующийся уголь занимает весомую часть в структуре добычи Китая и Австралии.

### Международная торговля

В период 2015–2040 гг. объемы мировой торговли углем возрастут на 25–30 % в зависимости от сценария. Существенно сократят импорт газа Европа и Китай, но сильно нарастит Индия (Рисунок 2.102). Рост экспорта в развитых странах Азии и Океании обусловлен не столько увеличением объема производства, сколько снижением спроса и объемов торговли внутри региона. Северная Америка параллельно со снижением спроса и добычи уменьшает и экспорт.

Рисунок 2.102 – Международная торговля углем в 2040 г. по сценариям в сравнении с 2015 г., млн т у. т.



Источник: ИНЭИ РАН

Ситуация на угольных рынках Индии и Китая будет определяющей для всей мировой торговли углем

Определяющей для мировой торговли углем будет весьма сложно предсказуемая ситуация с соотношением потребления и собственной добычи угля в Индии и Китае. Одна только Индия на 2040 г. будет обеспечивать в Вероятном сценарии около 65 % мирового импорта. Именно эти две страны способны существенно повлиять на весь мировой угольный баланс как в сторону дефицита, так и в сторону избытка предложения, причем в силу не рыночных факторов, а решений национальной энергетической политики. Это создает высокую неопределенность для всех поставщиков угля на мировые рынки.

### Цены угля

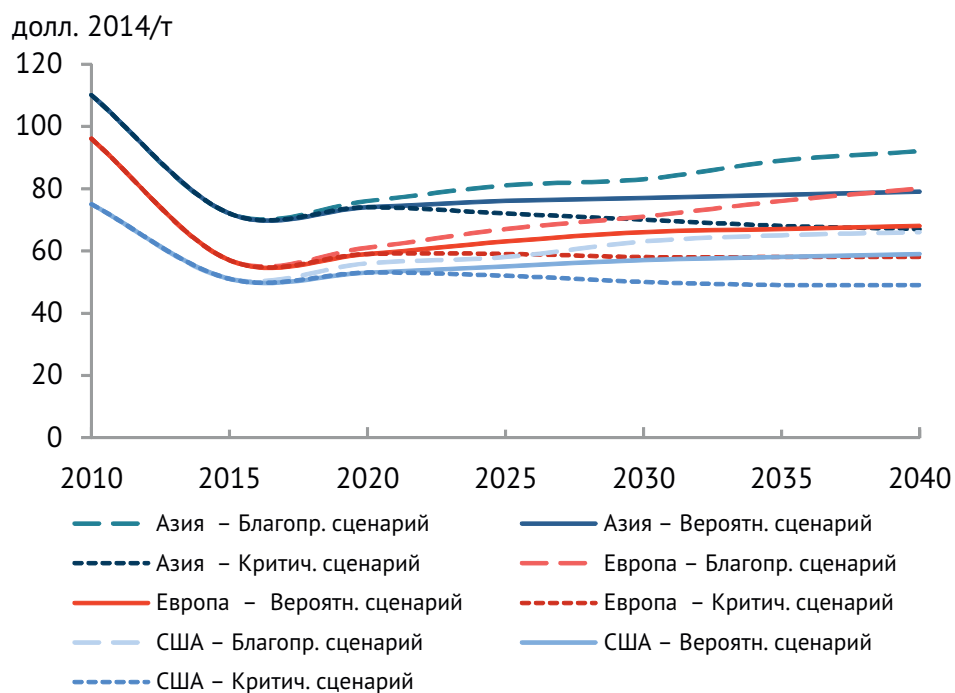
Начиная с 2008 г., на мировом рынке угля наблюдалась высокая волатильность цен, которая стала отражением мирового финансового кризиса, катастрофы на атомной станции «Фукусима» в Японии, наращивания экспорта американского угля в связи со «сланцевым бумом» в США и ряда других факторов. Падение мировых цен на уголь, начавшееся в



2011 г., продолжалось несколько лет. За этот период цены угля снизились в среднем на 40–60 %. Понижающее давление на цены угля на мировых рынках оказывал избыток предложения, сдержанный спрос со стороны Китая и дефляция затрат в отдельных странах.

В прогнозном периоде ожидается повышательная динамика цен на уголь, однако ни в одном из сценариев уровень 2010 г. не достигается. Сдержанный рост цен связан с удорожанием рабочей силы и оборудования, но при этом в отличие от нефтегазовой отрасли нет необходимости переходить на кардинально более сложные условия добычи (Рисунок 2.103).

Рисунок 2.103 – Ретроспектива и прогноз цен на уголь в период с 2010 по 2040 г. для трех сценариев



Источник: ИНЭИ РАН

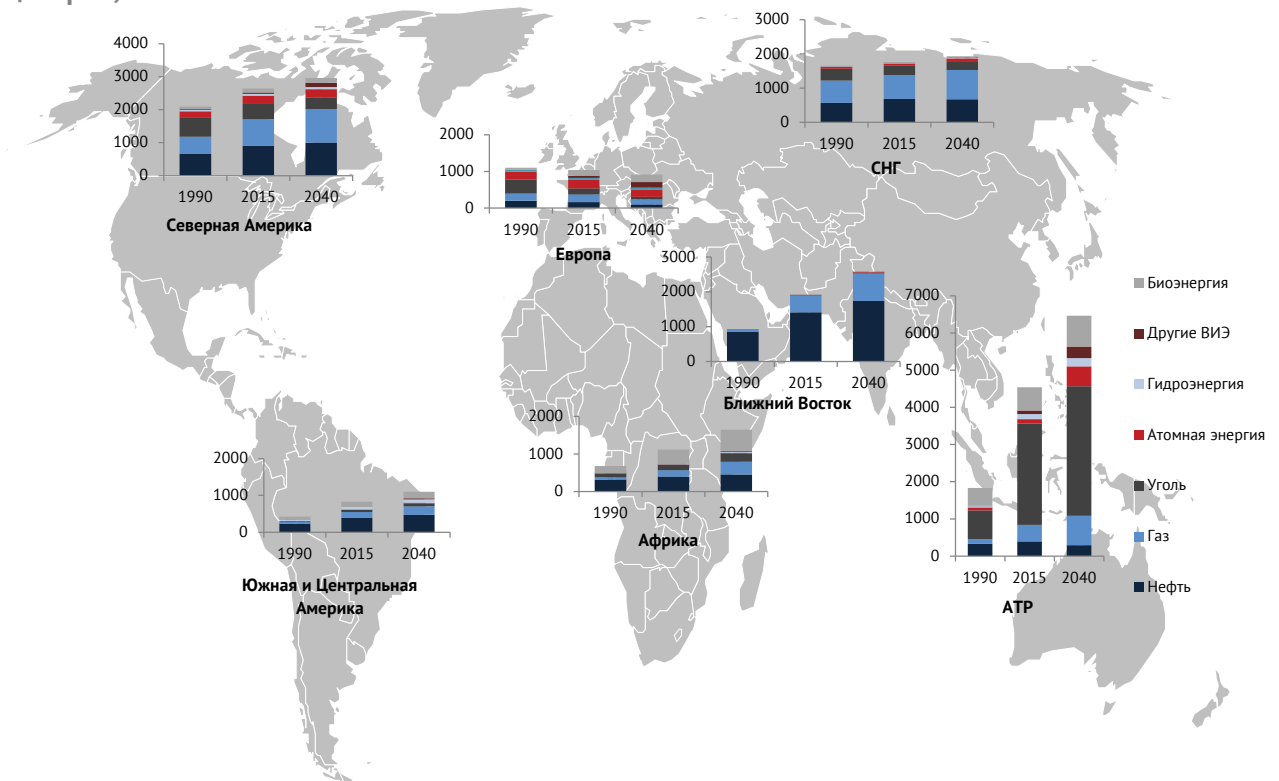
Ценовые дифференциалы между рынками США, Европы и Азии сохранятся. Наиболее высокие цены в прогнозном периоде ожидаются на азиатском рынке, ценовая премия по сравнению с европейским рынком будет составлять в период с 2020 по 2040 г. около 15 долл. 2014/т. В Атлантическом бассейне падающий спрос и объемы торговли отразятся и на ценах.

К 2040 г. ожидается сохранение ключевых центров торговли углем – в Европе, Северной Америке и АТР. При этом рост объемов, как и появление новых центров торговли, предполагается только на азиатских площадках.

## Производство первичной энергии

В Вероятном сценарии к 2040 г. производство энергоресурсов в мире увеличится на 27 %. 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 2.104). Углеводороды будут постепенно снижать свое доминирующее положение в производстве первичной энергии за счет опережающего развития производства ВИЭ и атомной энергии.

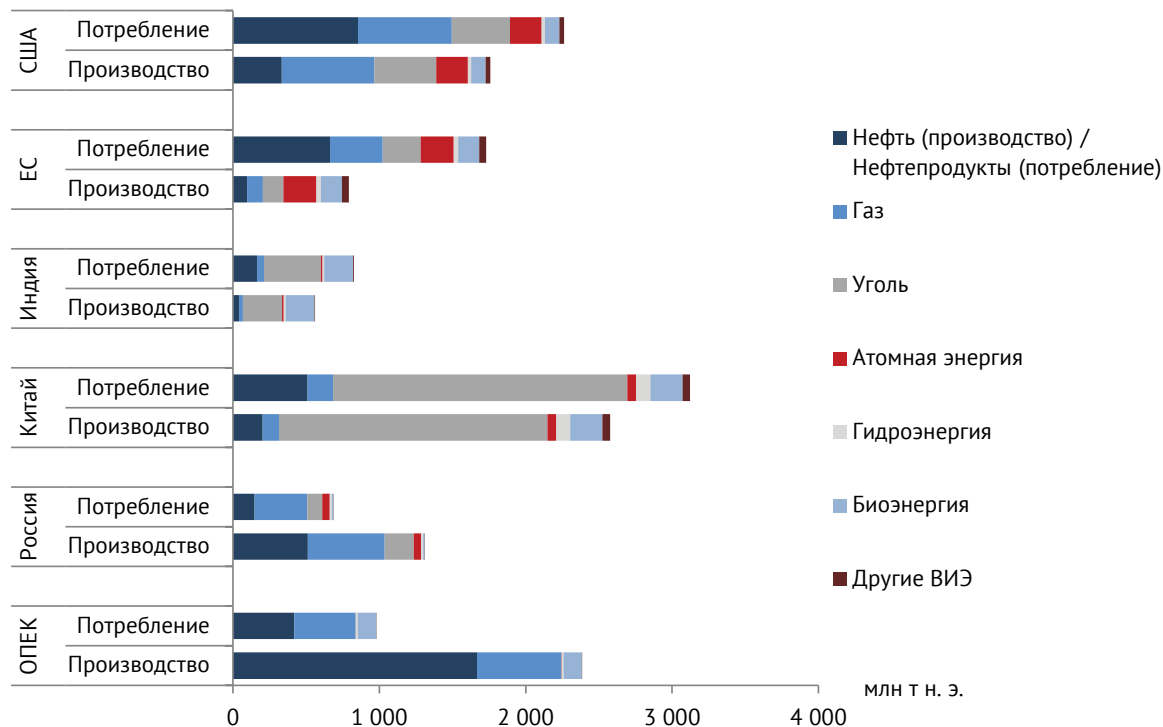
Рисунок 2.104 – Производство первичной энергии по регионам и видам топлива в Вероятном сценарии, млн т н. э.



Источник: ИНЭИ РАН

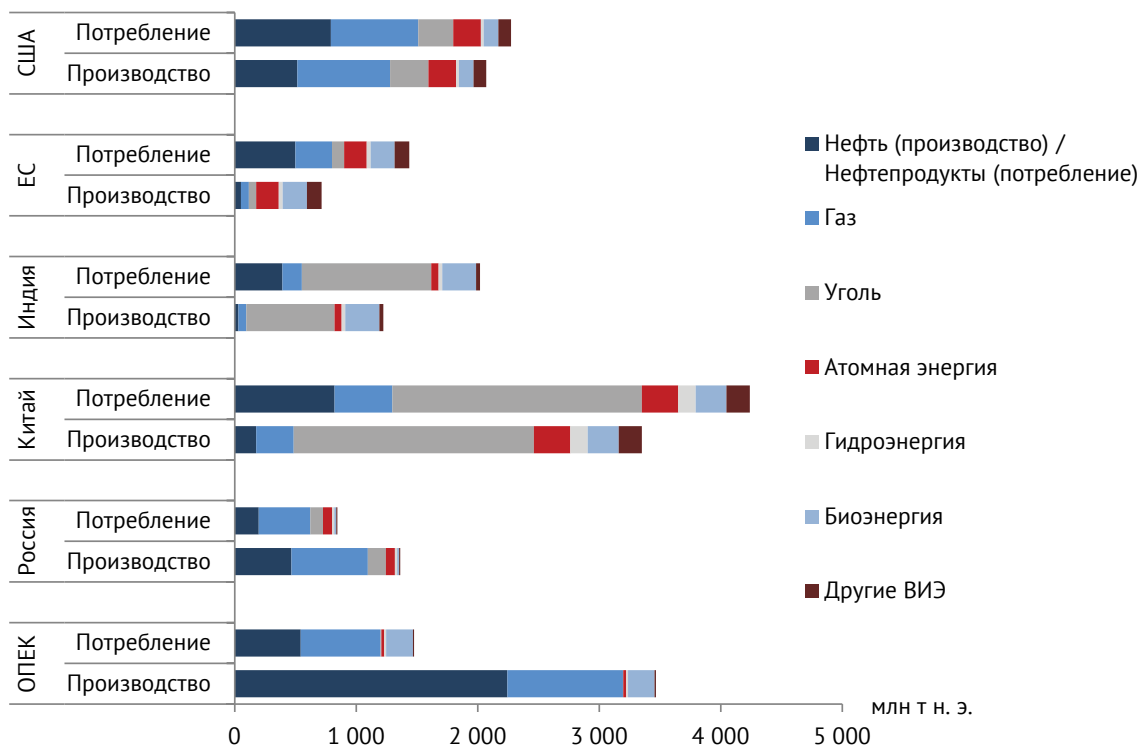
В 2015 г. крупнейшим производителем первичной энергии в мире среди ключевых игроков уже стал Китай, обогнав все страны ОПЕК, лидировавшие до этого. Таким образом, Китай стал как крупнейшим потребителем, так и производителем первичной энергии в мире. США занимает 2-е место, как по объемам производства энергии, так и по объемам энергопотребления в мире после Китая и сохранит его до 2040 г. Самыми быстрыми темпами роста производства и потребления первичной энергии в прогнозный период будет характеризоваться Индия (рост в 2,2 и 2,4 раза соответственно). Наиболее диверсифицированной структурой производства и потребления энергоресурсов среди ведущих игроков энергетических рынков отличаются США и ЕС, которые будут сокращать потребление. Россия сохранит свои места по уровню производства и потребления первичной энергии (Рисунок 2.105 и Рисунок 2.106).

Рисунок 2.105 – Производство и потребление энергоресурсов ключевых игроков энергетических рынков в 2015 г., Вероятный сценарий



Источник: ИНЭИ РАН

Рисунок 2.106 – Производство и потребление энергоресурсов ключевых игроков энергетических рынков в 2040 г., Вероятный сценарий



Источник: ИНЭИ РАН

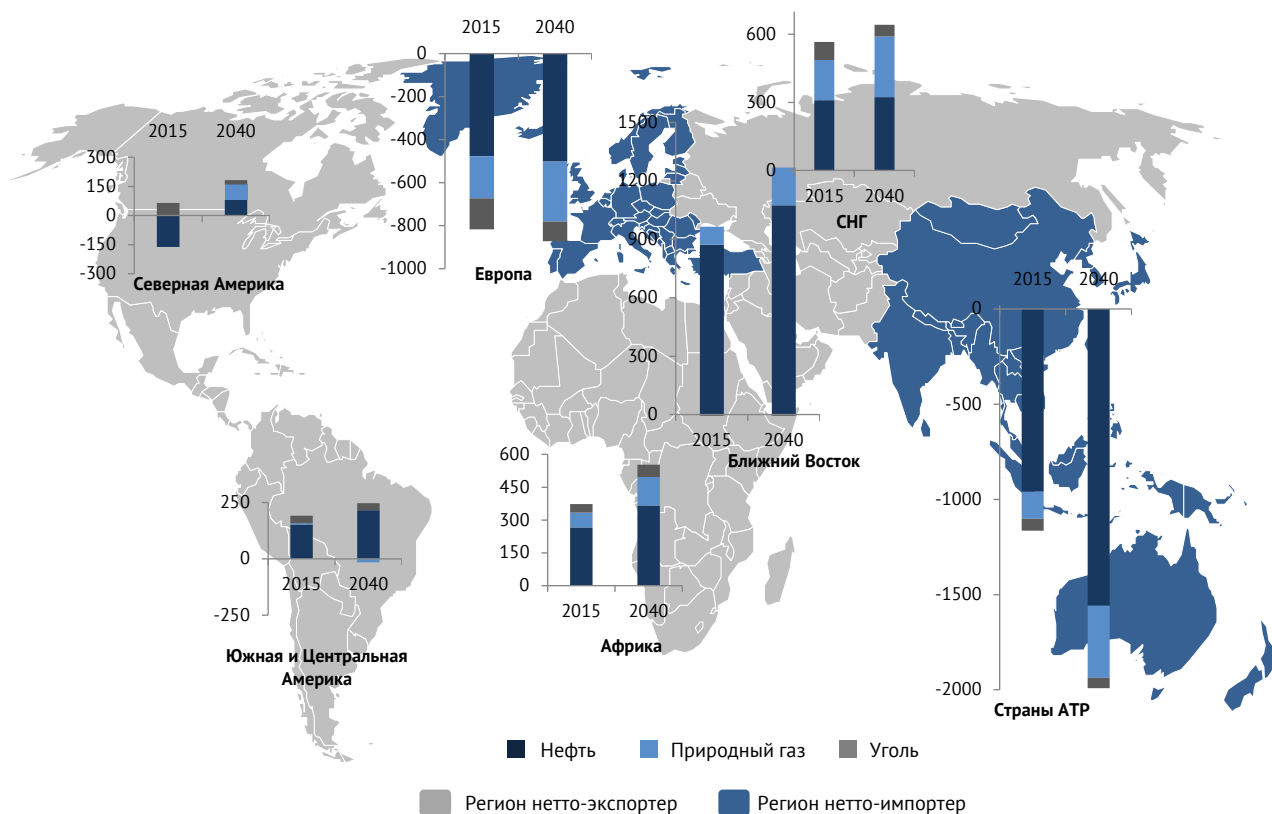
## Международная торговля

В период до 2040 г. мировая торговля энергоресурсами будет претерпевать существенные изменения: вырастет число экспортеров, снизится уровень концентрации как производства, так и потребления энергоресурсов, изменятся объемы и направления торговли.

Важным драйвером перемен будет рост производства нетрадиционных нефти и газа в Северной Америке и выход этого региона на мировые рынки в качестве нетто-экспортера, что будет способствовать усилению конкуренции на них.

Европа в следующие 25 лет увеличит зависимость от импорта газа, при этом вдвое сократится чистый импорт угля в регион. Чистый экспорт нефти из стран СНГ сохранится примерно на уровне 2015 г., зато увеличится экспорт газа. Ближний Восток и Африка значительно нарастят объемы поставок как нефти, так и газа. Страны Азии – центр притяжения для всех регионов-экспортеров – в 1,6 раза (на 600 млн т н. э.) увеличат чистый импорт нефти, а также в 2,7 раза – чистый импорт газа (Рисунок 2.107).

Рисунок 2.107 – Международная торговля энергоресурсами в Вероятном сценарии

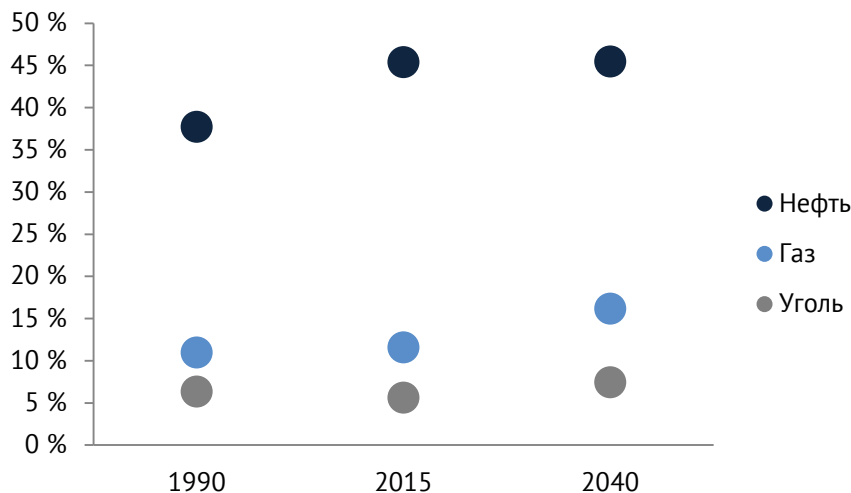


Источник: ИНЭИ РАН

В Вероятном сценарии доля нефти, торгуемой между регионами, по отношению к ее мировой добыче стабилизируется и к 2040 г. составит порядка 45 % – это наиболее глобализованный рынок. Хотя доля межрегиональной торговли газом в его суммарном производстве вырастет в 1,4 раза, этот рынок по-прежнему будет оставаться более ре-

гионализированным и доля межрегиональной торговли газом в его добыче к 2040 г. достигнет 16 % (Рисунок 2.108). Незначительно (до 7 %) повысится доля межрегиональной торговли углем в его добыче – уголь останется в первую очередь местным топливом.

Рисунок 2.108 – Доля межрегиональной торговли нефтью, газом и углем относительно мировой добычи этих видов топлива в 1990, 2015 и 2040 гг. в Вероятном сценарии

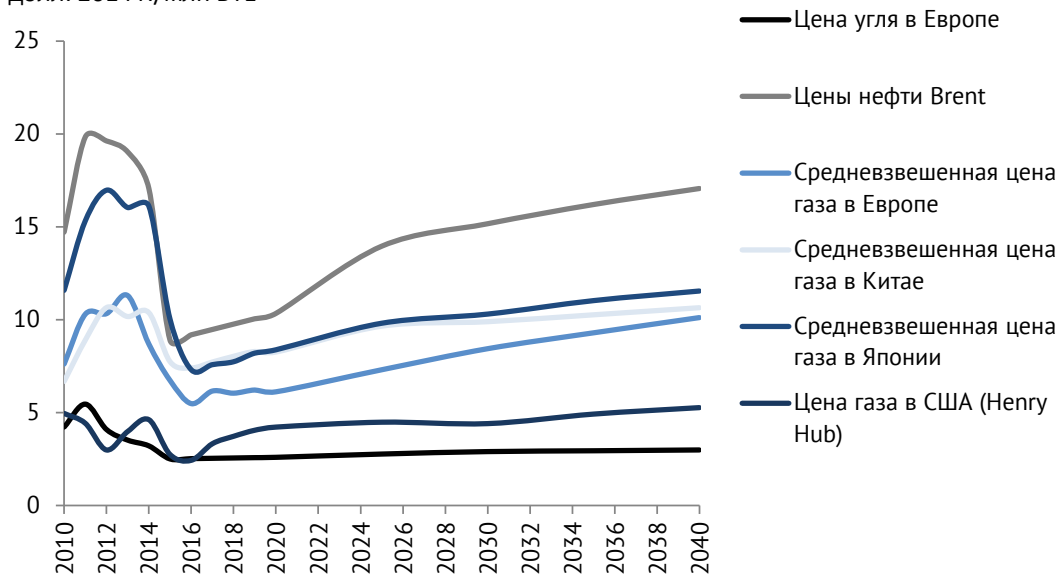


Источник: ИНЭИ РАН

В течение прогнозного периода на мировых рынках уголь несколько подешевеет относительно нефти и газа. Цены газа в Европе и Азии постепенно будут сближаться, хотя регионализация рынков газа сохранится. К 2040 г. уровень цен 2011-2013 гг. не будет превышен ни по одному из видов топлива (Рисунок 2.109).

Рисунок 2.109 – Цены на нефть, газ (по 3 регионам) и уголь в Вероятном сценарии

долл. 2014 г./млн БТЕ



Источник: ИНЭИ РАН

Выбросы CO<sub>2</sub>

В данном прогнозе рассматриваются выбросы CO<sub>2</sub> от сжигания ископаемого топлива<sup>77</sup>. Они составляют наибольшую часть мировых выбросов CO<sub>2</sub> (приблизительно 70 %, по оценкам Программы ООН по окружающей среде<sup>78</sup>).

В Вероятном сценарии к 2040 г. объемы выбросов вырастут на 16 % по сравнению с текущими значениями. При этом с течением времени в данном сценарии быстро сокращаются темпы прироста объемов выбросов: так, с 2010 по 2020 г. ожидается их рост на 12,4 %, с 2021 по 2030 г. — на 5,7 %, а к концу периода с 2031 по 2040 г. — на 5 % (Рисунок 2.110).

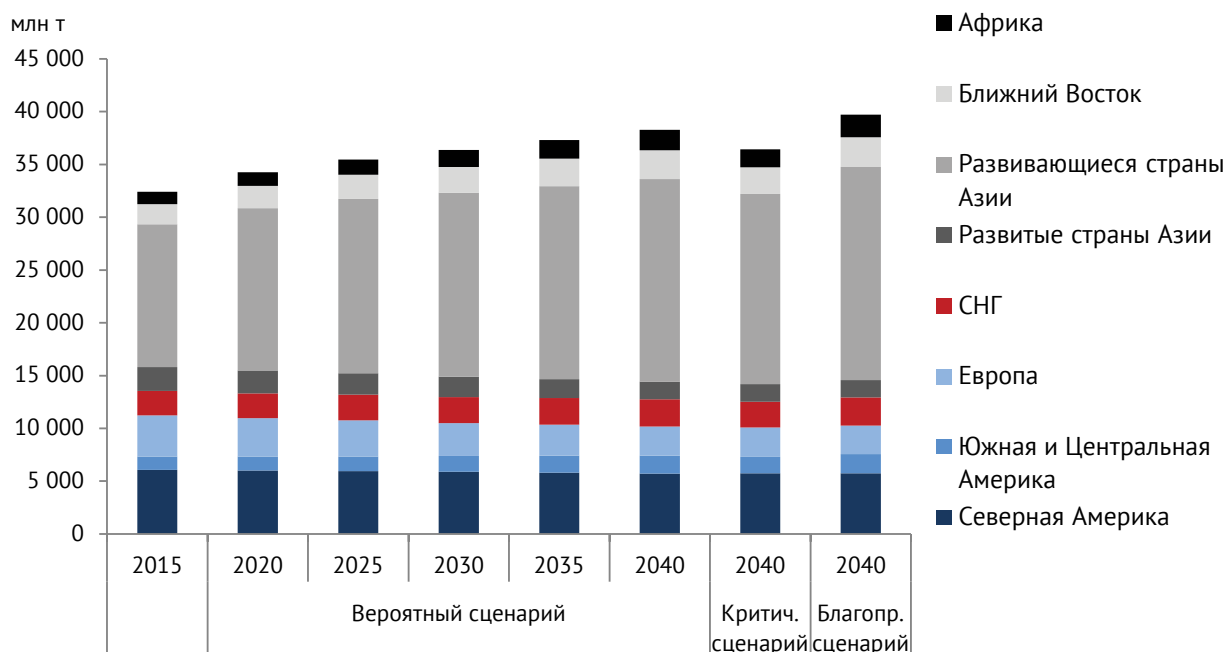
Ни в одном из сценариев в перспективе до 2040 г. пик глобальных выбросов парниковых газов от сжигания ископаемого топлива не будет достигнут

В прогнозном периоде ни в одном из сценариев мир не проходит пика выбросов CO<sub>2</sub>, связанных с антропогенной энергетикой.

В Благоприятном сценарии, несмотря на более низкую углеродоемкость энергетики, объемы мировых выбросов к концу прогнозного периода даже несколько возрастают от показателей Вероятного сценария из-за более высоких объемов энергопотребления.

В Критическом сценарии к 2040 г. ожидается стабилизация выбросов на уровне 2025 г., что обусловлено слабым ростом экономики.

Рисунок 2.110 – Динамика выбросов CO<sub>2</sub> по регионам мира<sup>79</sup>



Источник: ИНЭИ РАН

При этом отдельные регионы мира демонстрируют разнонаправленную динамику эмиссии. Так, страны ОЭСР прошли пик выбросов и встали на устойчивую траекторию их снижения. К 2040 г. на их долю придется 26–28 % от мирового объема выбросов (в зависимости от сценария) против 38 % в 2013 г.

Страны Европейского союза к 2020 г. смогут не только выполнить свою

77 Рассчитаны на основе данных CO<sub>2</sub> Emissions from Fuel Combustion, IEA, 2016.

78 The Emissions Gap Report, UNEP, 2015.

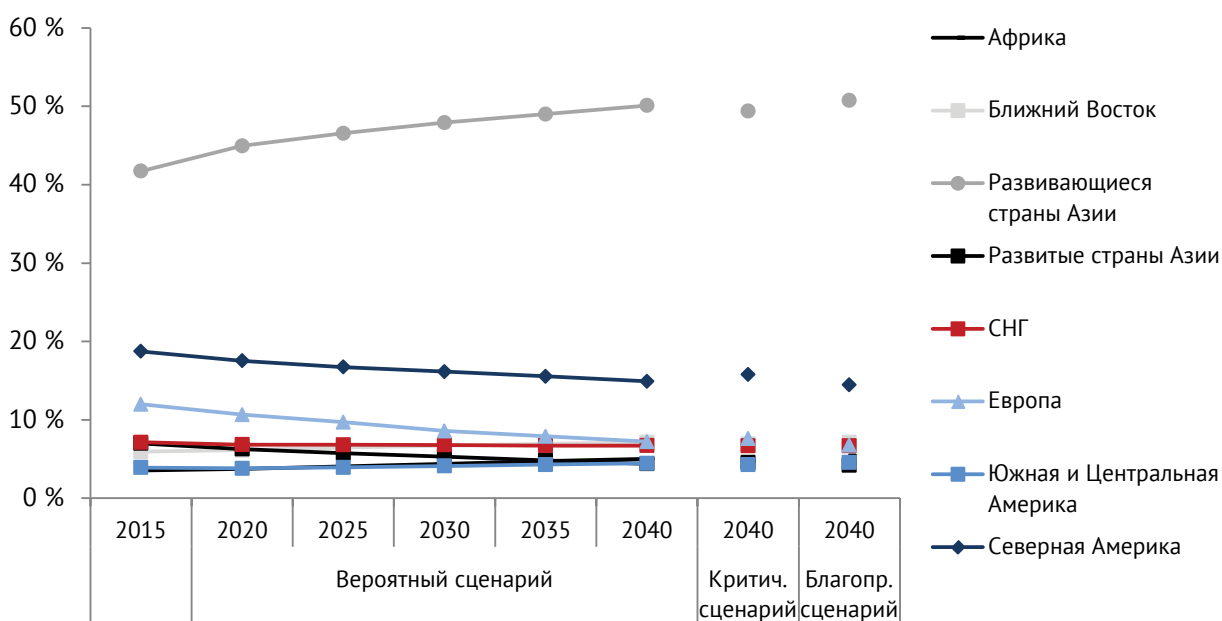
79 Здесь и далее оцениваются только выбросы CO<sub>2</sub> от сжигания ископаемых топлив.

стратегическую задачу по сокращению выбросов (на 20 % по отношению к 1990 г.), но и перевыполнить ее. Так, по нашим оценкам, во всех сценариях выбросы от сжигания ископаемых топлив в ЕС к 2020 г. сократятся на 13 % от показателей 2013 г., или на 26 % от показателей от 1990 г. К 2040 г. в Критическом и Вероятном сценариях Европейский союз может снизить выбросы на 40 % от показателей 2013 г., а вот в Благоприятном сценарии международная торговля квотами на выбросы CO<sub>2</sub> и высокие цены на углеродные единицы стимулируют дополнительное сокращение выбросов за счет изменений в структуре энергобаланса и общем энергопотреблении, объемы выбросов в сценарии сокращаются на 43 % от текущих значений.

Страны Азии ОЭСР также оказываются на траектории сокращения выбросов, однако объемы сокращения по отношению к текущему уровню окажутся скромнее, чем в Европе: 30 % к 2040 г. во всех сценариях. Наименьшие успехи по сокращению выбросов в ОЭСР ожидаются в Северной Америке – около 7 % к 2040 г.

Общемировая динамика выбросов парниковых газов в прогнозном периоде будет определяться преимущественно развивающимися странами Азии. Их доля в общемировом объеме выбросов достигнет к 2040 г. во всех сценариях 50 %, из которых до 28 % придется на Китай (несмотря на то, что страна пройдет пик выбросов в 2025–2030 гг.) и до 15 % – на Индию, которая по объемам эмиссии перегонит США (Рисунок 2.111).

Рисунок 2.111 – Выбросы по регионам (процент от мирового объема)

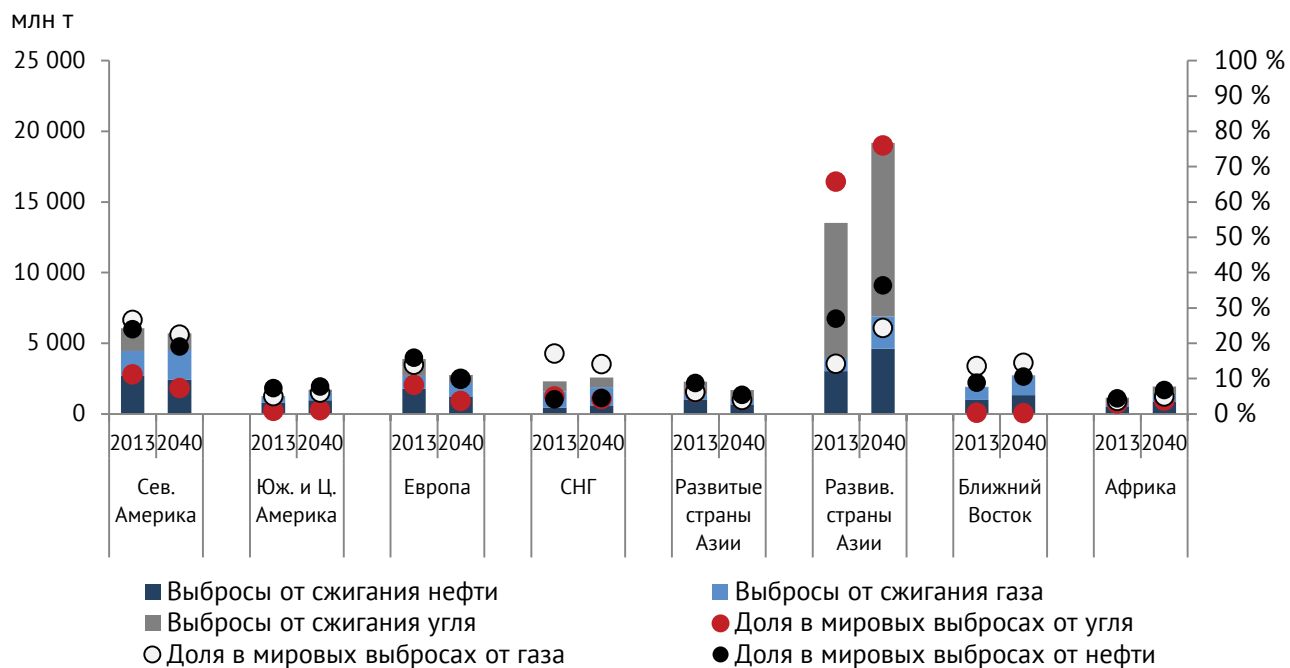


Источник: ИНЭИ РАН

Значительная роль Китая и Индии в загрязнении атмосферы во многом обуславливается структурой энергобаланса этих стран, в частности высокой долей угля. Так, на выбросы от угольной генерации Китая и Индии придется к 2040 г. до 30 % от всего общемирового объема выбросов (Рисунок 2.112).



Рисунок 2.112 – Структура выбросов по регионам по видам топлива (абсолютный объем и процент от мирового)



Источник: ИНЭИ РАН



# Раздел 3 СЦЕНАРНЫЙ ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ

## РАЗДЕЛ 3. СЦЕНАРНЫЙ ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ

### Сценарные предпосылки

#### *Внешние условия*

Представленный в предыдущем разделе сценарный прогноз развития мировых энергетических рынков, с одной стороны, демонстрирует высокую устойчивость самих глобальных энергетических систем, но, с другой стороны, показывает большую вероятность изменений конъюнктуры основных экспортных рынков для России, что создает высокую неопределенность для энергетики и экономики Российской Федерации – одного из крупнейших участников международной энергетической торговли.

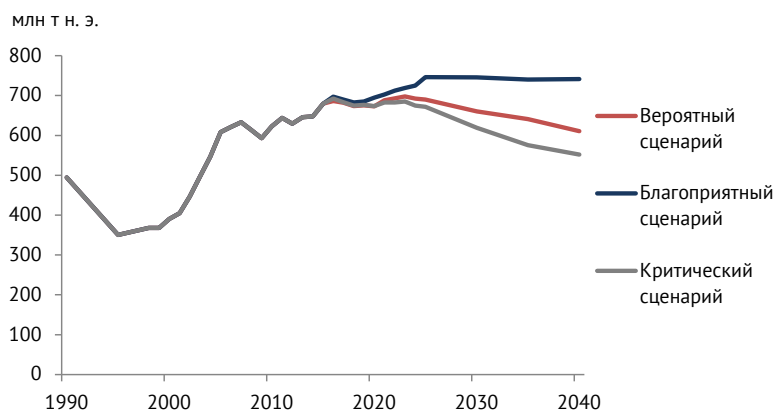
#### Место России в международной энергетической торговле

Россия, невзирая на всего лишь 3 % от мирового ВВП и 2 % от мирового населения, является третьим после Китая и США по объему производителем и четвертым потребителем энергоресурсов в мире после Китая, США и Индии, обеспечивая 10 % мирового производства и 5 % мирового потребления энергоресурсов. Россия будет стабильно занимать 1-е место в мире по экспорту газа, 2-е место по экспорту нефти после Саудовской Аравии и 3-е место после Австралии и Индонезии по экспорту угля. При объеме производства энергии порядка 1310 млн т н. э. Россия экспортирует 640 млн т н. э., что составляет 16 % мировой межрегиональной торговли энергией и делает Россию абсолютным мировым лидером по экспорту энергоресурсов.

*Изменяющаяся конъюнктура мировых энергетических рынков не позволяет наращивать объемы экспорта энергоресурсов так, как это происходило в первом десятилетии этого века: он будет либо стабилизироваться или даже сокращаться, либо в самом благоприятном случае вырастет на 10 % к 2040 г.*

Россия в период с начала 2000-х гг. смогла радикально нарастить экспорт энергоресурсов: с 2000 по 2005 г. экспорт вырос на беспрецедентные 56 %, превысив суммарный энергетический экспорт СССР (Рисунок 3.1). Однако в перспективе, как показывает выполненный прогноз мировых энергетических рынков, продолжить этот рывок не представляется возможным. Не только в Критическом, но и в Вероятном сценариях изменения конъюнктуры основных для России экспортных рынков ведет к стабилизации, а после 2023 г. даже к снижению абсолютных объемов суммарного энергетического экспорта. Благоприятный сценарий развития мировой энергетики более оптимистичен для Российской Федерации: увеличение емкости внешних рынков и расширение потребности в российских энергоресурсах (в первую очередь – на азиатском направлении) дают определенный импульс развитию всех отраслей ТЭК. В этом сценарии прогнозируется увеличение российского энергетического экспорта почти на 10 % к 2040 г. по сравнению с уровнем 2010 г. Тем не менее этот дополнительный потенциал роста несравним с «экспортным бумом» начала XXI века.

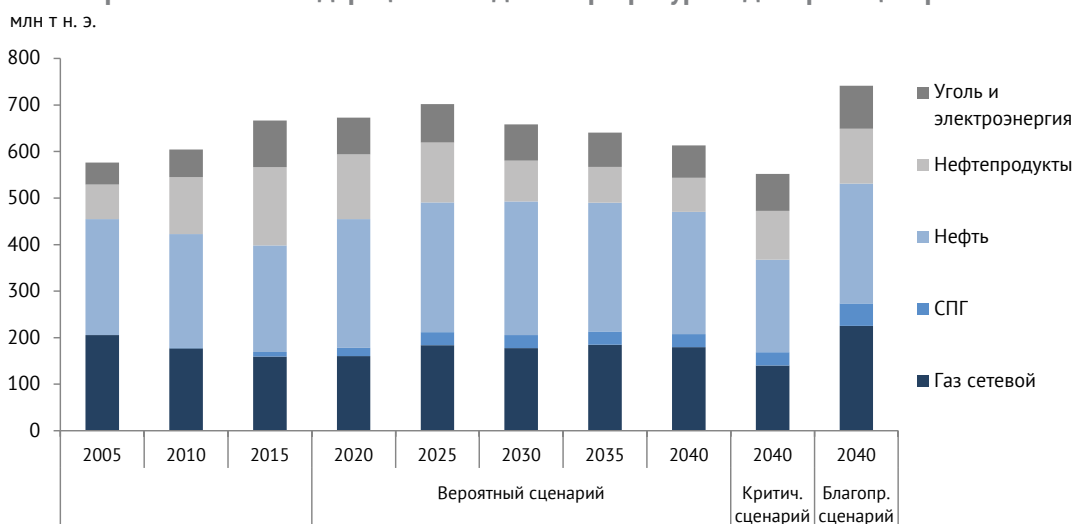
Рисунок 3.1 – Суммарный энергетический экспорт Российской Федерации – ретроспектива с 1991 г. и прогноз до 2040 г. для трех сценариев



Источник: ИНЭИ РАН

Снижение суммарного экспорта в Вероятном и в Критическом сценариях к концу рассматриваемого периода в первую очередь обусловлено сокращением объемов экспорта нефти и, даже в большей мере - нефтепродуктов - на внешние рынки (Рисунок 3.2). Это объясняется прежде всего влиянием внутренних причин (стабилизация и последующее падение добычи на фоне роста внутреннего спроса на жидкие топлива), а также, отчасти - негативными сигналами с Европейского рынка с его существенным снижением спроса на жидкие топлива. При этом доля нефти и нефтепродуктов в энергетическом экспорте страны снижается во всех сценариях с 60 % в 2015 г. до 51-55 % к 2040 г. Это сокращение будет компенсироваться за счёт увеличения доли газа – с 23,5 % в 2015 г. до 25-30 % к 2040 г. в зависимости от сценария. Однако этот рост не сможет компенсировать потери доходов от уменьшения продаж сырой нефти и нефтепродуктов. Экспорт угля во всех сценариях к 2040 г. будет снижаться как по доли, так и в абсолютных объемах – в первую очередь в связи с крайне неблагоприятными изменениями конъюнктуры мирового рынка: торможением глобального спроса на уголь и избыточным его предложением на фоне продолжения роста затрат на добычу и транспорт российских углей.

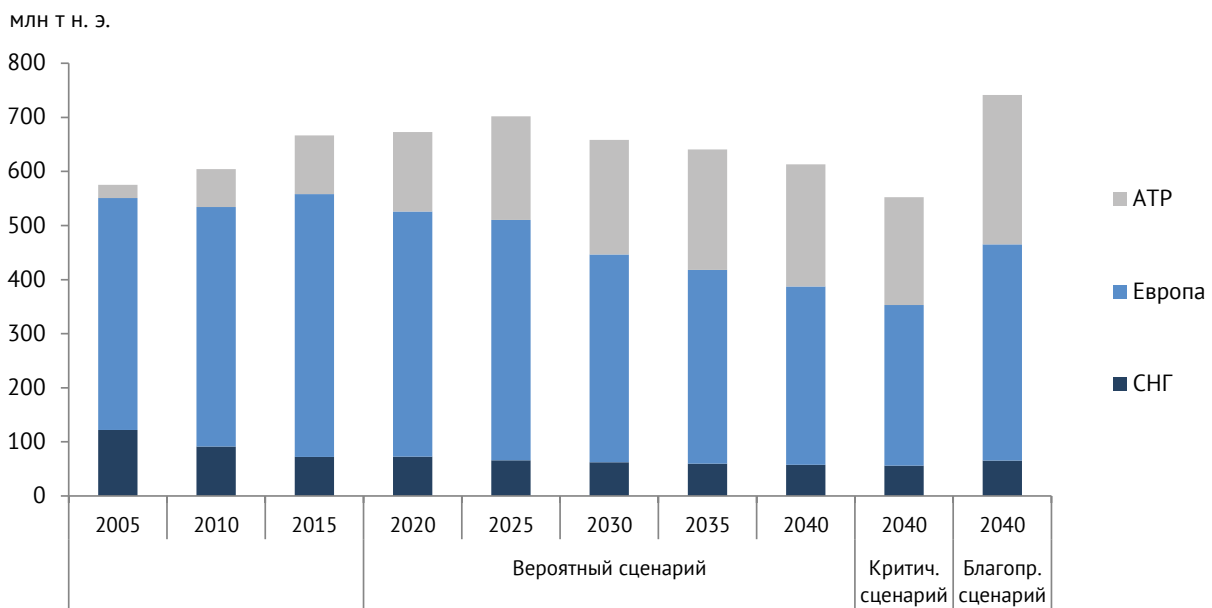
Рисунок 3.2 – Экспорт Российской Федерации по видам энергоресурсов для трех сценариев



Источник: ИНЭИ РАН

С учетом изменения мировых центров роста энергопотребления вполне закономерно, что основной прирост объемов экспорта между сценариями связан с дополнительными возможностями поставок энергоресурсов в Азию. Доля энергетического экспорта в АТР вырастет с 15 % в 2015 г. до 30–32 % в Критическом и Вероятном сценариях и более 40 % в Благоприятном сценарии к 2040 г. (Рисунок 3.3). Тем не менее основными для России в предстоящий период по-прежнему останутся рынки Европы, хотя и их доля в российском экспорте (как и роль России в европейском потреблении) будет постепенно снижаться. Как показано в предыдущем разделе, первичное энергопотребление в Европе будет неуклонно сокращаться. В результате в абсолютном выражении объем энергетического экспорта в Европу снизится в период с 2015 по 2040 г. на 26–36 % в зависимости от сценария.

**Рисунок 3.3 – Экспорт российских энергоресурсов по направлениям для трех сценариев**



Источник: ИНЭИ РАН

Помимо стабилизации или падения объемов экспорта, вторым важнейшим внешним фактором для развития российского ТЭК являются цены и, соответственно, динамика экспортной выручки (а также зависящий от внешних уровень внутренних цен). Как показано в разделе «Международная торговля», в Критическом и Вероятном сценариях экспортные цены на весь прогнозный период не выходят на уровни 2011–2013 гг. Только в Благоприятном сценарии за счет более бурного роста мировой экономики и спроса можно рассчитывать на заметный рост экспортных поступлений. В остальных сценариях реалистично выглядит сокращение и объемов энергетического экспорта, и выручки. И это важнейшее изменение внешней конъюнктуры.

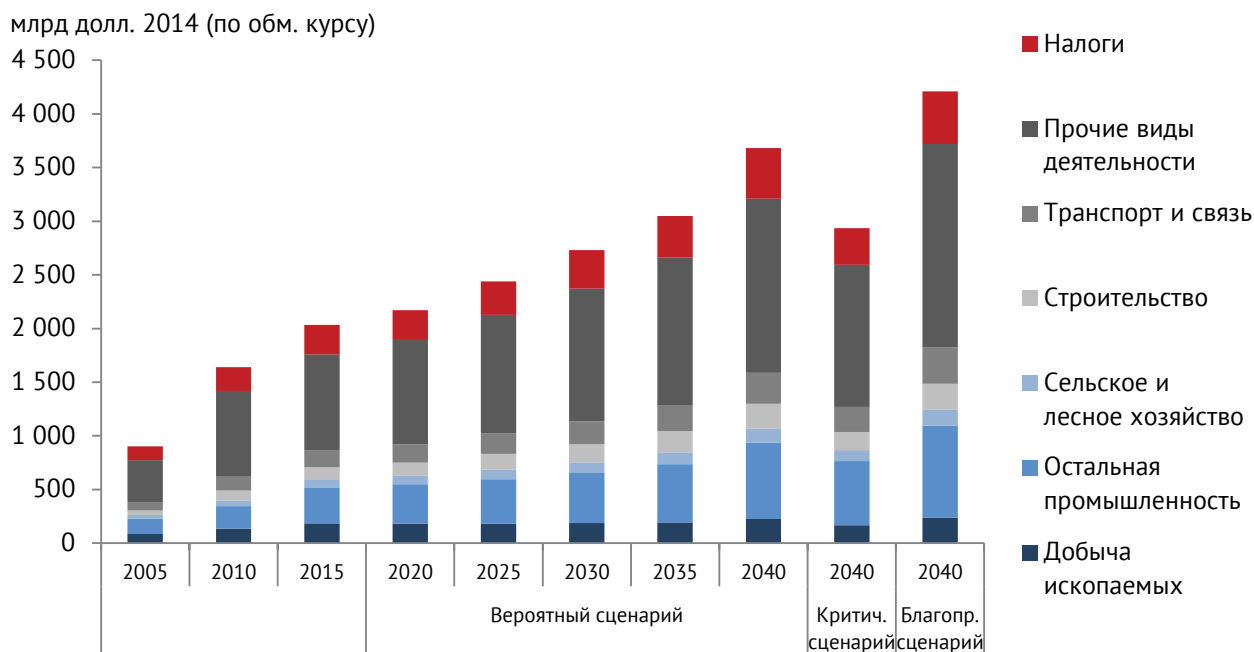
### Сценарии для России

Для России в рамках данного исследования были разработаны три сценария, в своей логике продолжающих описанные в предыдущих разделах мировые сценарии.

Для России разработаны три сценария, в своей логике продолжающие мировые сценарии. Вероятный сценарий включает все предпосылки соответствующего мирового сценария в сочетании с сохранением текущей эффективности экономики и энергетики самой России

**Вероятный сценарий** соответствует всем предпосылкам мирового Вероятного сценария: умеренные темпы роста ВВП, сдержанный рост энергопотребления, растущие экспортные цены на энергоресурсы, которые, однако, не выходят на уровни 2011–2013 гг., сохранение текущих санкционных ограничений, включая ограниченность доступа российских компаний к капиталу и новейшим технологиям (санкции вырождаются по существу с сохранением ограничения по технологиям и доступу к финансированию по крупным проектам), в сочетании с сохранением текущей эффективности внутри самой России. Экономический рост будет зависеть от успеха адаптации и реформ в 2018–2024 гг. Это фактически сценарий сохранения современных условий в сочетании с лимитированными структурными реформами для улучшения бизнес-климата, снижения стоимости кредита и интенсификация инвестиций, активизации использования национальных сбережений и роста государственных расходов на развитие социальной, энергетической и транспортной инфраструктуры, а также относительного снижения уровня коррупции. Экономика России в этом сценарии после 2020 г. выйдет на умеренные среднегодовые темпы роста 2,2–2,4 %, в первую очередь за счет услуг (Рисунок 3.4). Норма накопления в этом случае должна достигать 20 % ВВП. Отметим, что место России на шкале ВВП в этом сценарии повысится до 6-го — Россия обгоняет Японию.

Рисунок 3.4 – Динамика и структура ВВП России в 2005-2040 гг. для трех сценариев



Источник: ИНЭИ РАН

В Благоприятном сценарии в России предполагается развитие новых конкурентоспособных отраслей, определяющих ее место в международном разделении труда как производителя базовых материалов третьего и четвертого переделов

**Благоприятный сценарий** включает все глобальные предпосылки (высокий мировой ВВП, активный рост мирового потребления всех энергоресурсов и, соответственно, большую востребованность российских углеводородов на мировых рынках, относительно более высокие мировые цены на энергоресурсы, отмену любых санкционных ограничений, доступность капитала и новейших технологий) в сочетании с радикальным повышением эффективности внутри самой России в трех направлениях:

- сокращение удельных капитальных затрат (кратно меньшая стоимость кредитов за счет улучшения инвестиционного климата, возвращения на мировые финансовые рынки и уменьшения страновых рисков, снижения коррупции и приведения в соответствие с мировыми стандартами всей регуляторной базы);

- сокращение удельных операционных затрат (снижение всех транзакционных издержек за счет совершенствования регулирования и удаления бюрократических преград, а также за счет улучшения качества управления);

- существенное сокращение доли транспортных затрат, которые в настоящее время являются одним из наиболее значимых компонентов цены конечной продукции (изменение продуктовой структуры с увеличением доли компактной продукции с высокой добавленной стоимостью, рост использования водного транспорта, реформа железнодорожного транспорта с изменением всей системы управления и тарификации, эффективная загрузка трубопроводного транспорта).

В этом случае становится возможным развитие новых конкурентоспособных отраслей, определяющих место России в международном разделении труда как производителя базовых материалов третьего и четвертого переделов (условно – «чернил для 3D-принтеров»), включая качественную продукцию лесной, металлургической и химической промышленности. В этом сценарии российская экономика будет развиваться, опираясь на использование конкурентных преимуществ не только в традиционных секторах (энергетика, транспорт, аграрный сектор), но и в новых наукоемких секторах и «экономике знаний». Это повлечет за собой масштабное изменение структуры российского экспорта. Инновационный характер развития экономики будет обеспечиваться также за счет более высокой доли бюджетных расходов на человеческий капитал, которые в этом сценарии к 2030 г. вырастут до 13 % ВВП. Норма накопления должна вернуться по крайней мере к уровню 22 % (как до 2015 г.). Естественно, это предполагает ускорение роста по мере реализации реформ и использования бизнесом национальных сбережений, а не только иностранных. Укрепление финансового сектора, удешевление кредита, оживление малого бизнеса предполагают хорошие условия для развития в институциональном плане.

В этом сценарии ожидается ускорение роста национальной экономики до 3,4 % в год после 2024 г., при этом в структуре ВВП растут доли услуг, связи и инновационной обрабатывающей промышленности.

Отмена санкций по финансам и технологиям не столько увеличила бы рост сама по себе, сколько способствовала бы улучшению общей обстановки. Ускорение роста в мире обеспечивает более высокие объемы и цены экспорта всех товаров.



Критический сценарий для России предполагает не только реализацию всех предпосылок мирового Критического сценария с его низкими темпами роста, локальными конфликтами и многочисленными межстрановыми барьерами, но и снижение эффективности экономической системы в самой России

Как это ни парадоксально, улучшение климата внутри страны и более высокие темпы роста все же не меняют место страны в мире, поскольку и весь мир предположительно растет быстрее. Но в этом варианте Россия движется вместе с миром, повышая качество роста, а в 2030-х гг. можно надеяться на то, что рост будет выше среднемирового.

**Критический сценарий** для России предполагает не только реализацию всех предпосылок мирового Критического сценария с его низкими темпами роста, локальными конфликтами и многочисленными межстрановыми барьерами, но и снижение эффективности экономической системы в самой России. В этом сценарии не только ниже темпы роста ВВП (в среднем – 1,7 % после 2020 г.) и дольше рецессия, но и ниже экспортные цены энергоносителей; помимо высокой конкуренции на энергетических рынках также предполагаются дополнительные ограничения импорта российских углеводородов странами Запада; санкции по-прежнему ограничивают доступ к новым технологиям и дешевым капиталам.

Столь низкий рост ВВП связан с отсутствием реформ и эффективной борьбы с коррупцией в сфере государственных расходов; аллокация ограниченных бюджетных ресурсов производится не на эффективные производственные проекты, а на дорогостоящие престижные и инфраструктурные проекты в интересах отдельных компаний и регионов. Дороговизна кредита так и не преодолена, хотя инфляция снижена. Технический прогресс ограничен, и обеспечить рост производительности труда не удастся по совокупности институциональных факторов. Норма накопления остается на текущем уровне 18 %.

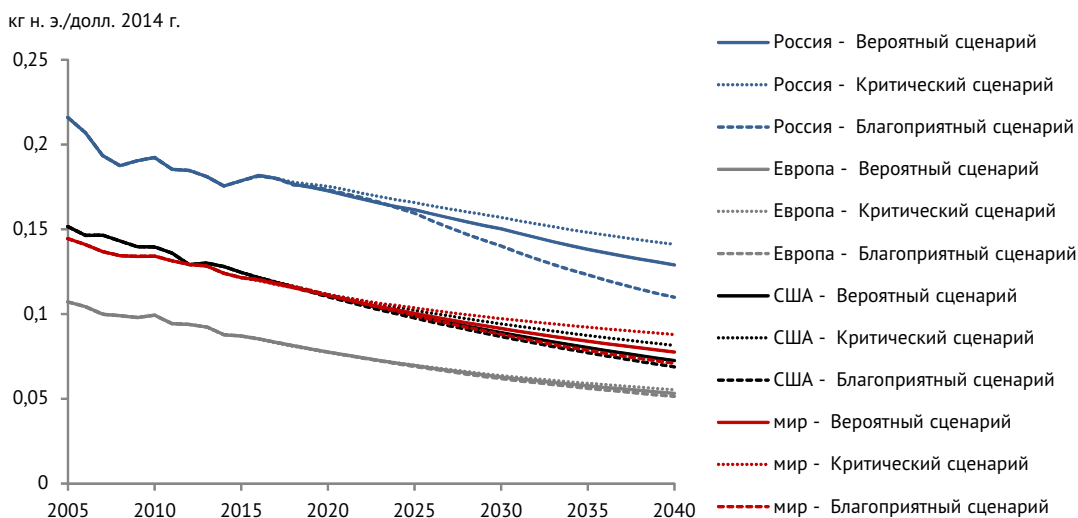
В этом сценарии Россия теряет свою долю в мировом ВВП в 2014–2020 гг. с 3,5 до 2,9 % и практически не может ее восстановить до 2040 г., поскольку растет медленнее, чем мировая экономика, даже с учетом ожидаемого замедления последней в 2030–2040 гг.

## Энергоемкость экономики и внутреннее первичное энергопотребление

Более высокая энергоемкость российской экономики по сравнению с другими странами сохранится на всю рассматриваемую перспективу во всех сценариях

Холодный климат, большие расстояния, а также гипертрофированная сырьевая структура и плохая организация экономики при заметном технологическом отставании обусловили высокую энергоемкость российского ВВП – в 1,5 раза выше среднемировой и американской и вдвое выше, чем у ведущих стран Европы (см. Рисунок 3.5).

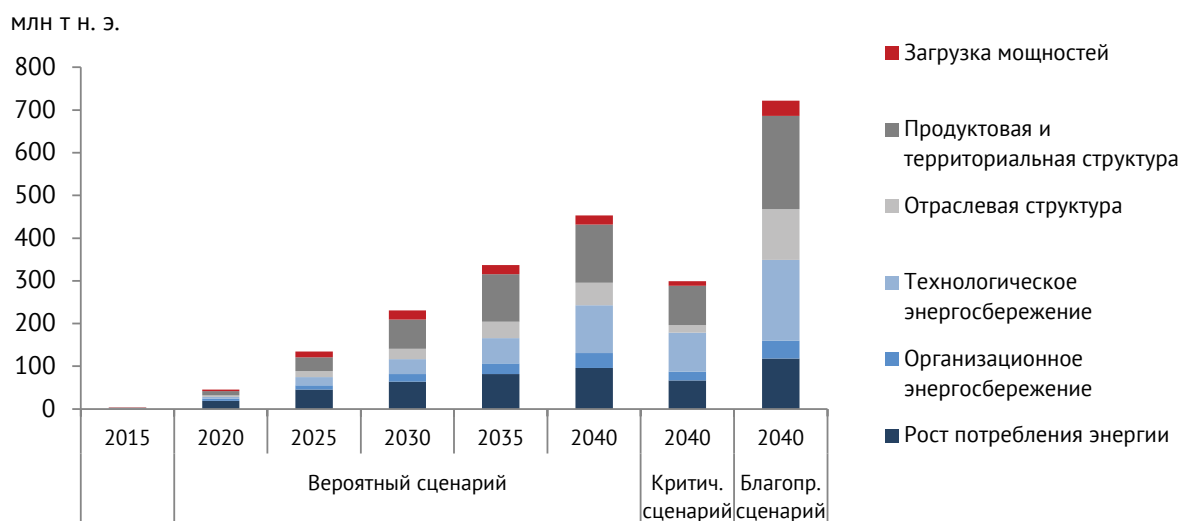
**Рисунок 3.5 – Энергоемкость ВВП России для трех сценариев в сравнении с энергоемкостями США, Европы и мира в целом**



Источник: ИНЭИ РАН

Для столь энергоемкой экономики вопросы энергоэффективности и энергосбережения являются ключевыми при прогнозировании развития внутреннего рынка. Основные компоненты и факторы российского потенциала энергосбережения показаны на Рисунок 3.6. Главную роль в уменьшении прироста энергопотребления во всех сценариях будет играть структурное энергосбережение (изменение отраслевой и продуктовой структуры экономики с ростом доли неэнергоемких отраслей и продукции) – от 30 % в Критическом сценарии до 47 % – в Благоприятном. Следующим важнейшим фактором, сдерживающим рост энергопотребления, служит технологическое энергосбережение. В зависимости от сценария оно может обеспечить от 25 до 30 % всего энергосбережения. Результатом структурных преобразований в экономике станет снижение энергоемкости ВВП в Вероятном сценарии к 2040 г. на 32 % по сравнению с 2015 г., на 24 % – в Критическом и на 43 % – в Благоприятном, что все же намного ниже темпов снижения энергоемкости ВВП, достигнутых в 2000–2008 гг.

**Рисунок 3.6 – Факторы энергосбережения для трех сценариев**



Источник: ИНЭИ РАН

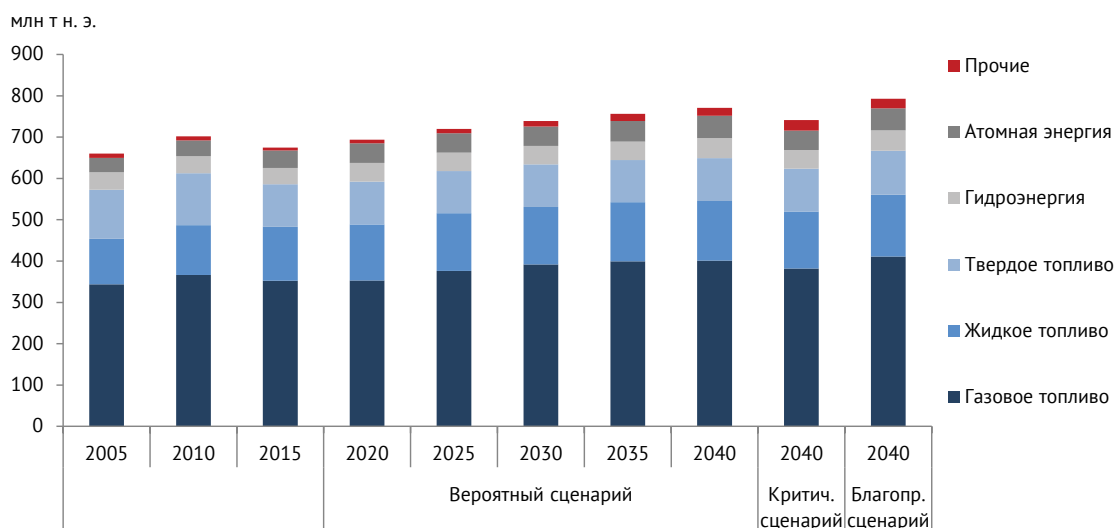
Во всех сценариях сохранится отставание по показателю энергоёмкости на всю рассматриваемую перспективу, даже в Благоприятном сценарии не удастся сократить разрыв с ведущими странами, а в Критическом он только нарастает, поскольку у экономики нет инвестиционных возможностей для быстрого обновления используемых активов и для инвестиций в энергосбережение. Если добавить к этому сохраняющиеся административные барьеры, а главное, дефицит «длинных денег» и кредитов под энергоэффективные проекты, доступных для мелких участников рынка, в сочетании с сохранением на длительную перспективу относительно невысоких цен на природный газ, то это замораживает Россию в состоянии высокой энергоёмкости.

Потребление электроэнергии будет расти во всех сценариях – идет опережающая электрификация экономики. В результате к 2040 г. электропотребление в стране вырастет на 23–44 % в зависимости от сценария.

Структура энергетического баланса по видам топлива сохранится в России практически неизменной. Природный газ останется доминирующим энергоресурсом, обеспечивающим 52 % общего потребления первичной энергии

Суммарная потребность страны в первичных энергоресурсах увеличится с 2015 по 2040 г. на 10–17 % (в зависимости от сценария). При этом структура энергетического баланса по видам топлива сохранится в России практически неизменной. Природный газ останется доминирующим энергоресурсом, обеспечивающим 52 % общего потребления первичной энергии (Рисунок 3.7). Жидкое топливо сохранит долю на уровне около 19 % во всех сценариях, твердое лишь слегка снизит свою долю с 15 % в 2015 г. до 13–14 % в 2040 г. Использование гидроэнергии останется на уровне 6 %, атомной энергии вырастет с 6 до 7 %, и лишь возобновляемые источники энергии увеличат свою долю с 1 % в настоящее время до 2–3 % от первичного энергопотребления к 2040 г.

Рисунок 3.7 – Потребление основных видов первичных энергоресурсов для трех сценариев

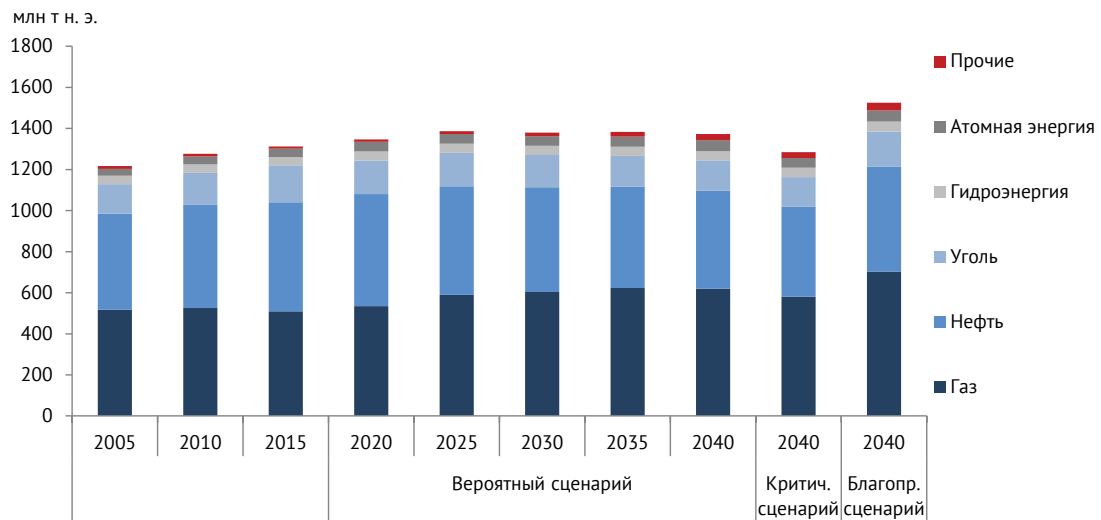


Источник: ИНЭИ РАН

## Производство энергоресурсов

Критический сценарий предполагает к 2040 г. сокращение производства энергоресурсов в России на 2 %, и только в Вероятном и в Благоприятном сценариях видны внутренние и внешние рынки для увеличения производства энергоресурсов на 15–17 % от уровня 2015 г. (Рисунок 3.8). Газ и нефть сохраняют доминирующее положение в производстве первичной энергии практически без изменения их общей доли (79–80 %). Снижение к концу периода доли угля с 14 до 11 % от всего производства энергоресурсов полностью компенсируется увеличением производства неископаемых энергоресурсов (с 7 % в 2015 г. до 9 % в 2040 г.).

Рисунок 3.8 – Производство первичной энергии по видам топлива для трех сценариев



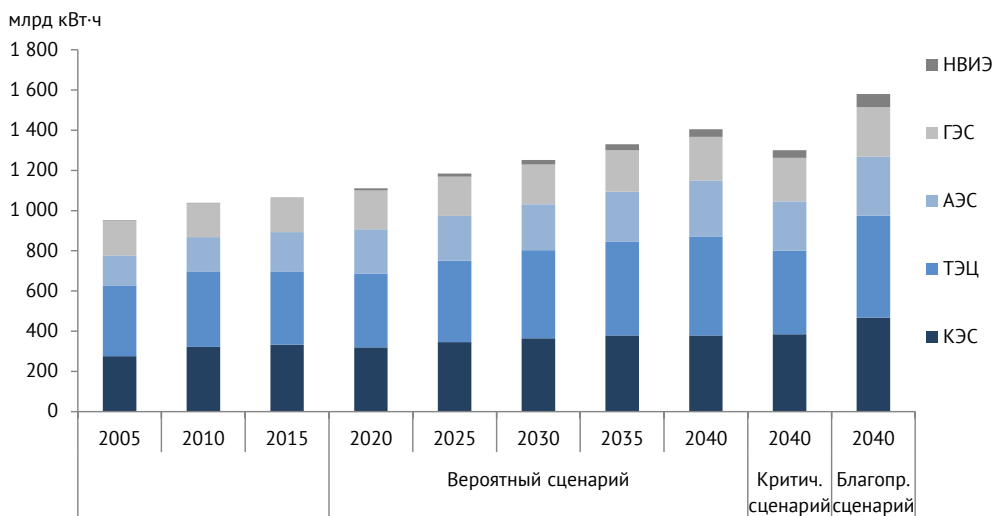
Источник: ИНЭИ РАН

## Электроэнергетика и теплоснабжение

Производство электроэнергии в стране увеличится к 2040 г. на 22–48 % по сравнению с 2015 г. в зависимости от сценария. Основой российской электроэнергетики останутся тепловые электростанции, обеспечивающие во всех сценариях около 62 % выработки в 2040 г.

При прогнозной потребности национального хозяйства в электроэнергии и ожидаемых размерах экспорта ее производство в стране увеличится к 2040 г. на 22–48 % по сравнению с 2015 г. в зависимости от сценария (Рисунок 3.9). Основой российской электроэнергетики останутся тепловые электростанции (около 62 % от общего производства электроэнергии в 2040 г. во всех сценариях по сравнению с 66 % в 2015 г.) с опережающим ростом выработки конденсационными электростанциями (КЭС) при умеренном увеличении производства электроэнергии теплоэлектроцентралями (ТЭЦ) из-за медленного роста спроса на отпускаемое ими тепло. Заметно увеличится выработка ГЭС (на 28–45 %), чемпионом ускорения роста будет выработка электроэнергии на нетрадиционных возобновляемых энергоресурсах (повысится в 19–32 раза с 2015 до 2040 г.), но их доля в производстве электроэнергии составит около 3–4 % в 2040 г. Значительный абсолютный прирост производства электроэнергии обеспечат АЭС – на 26–51 % к 2040 г. в зависимости от сценария.

Рисунок 3.9 – Производство электроэнергии основными типами электростанций для трех сценариев



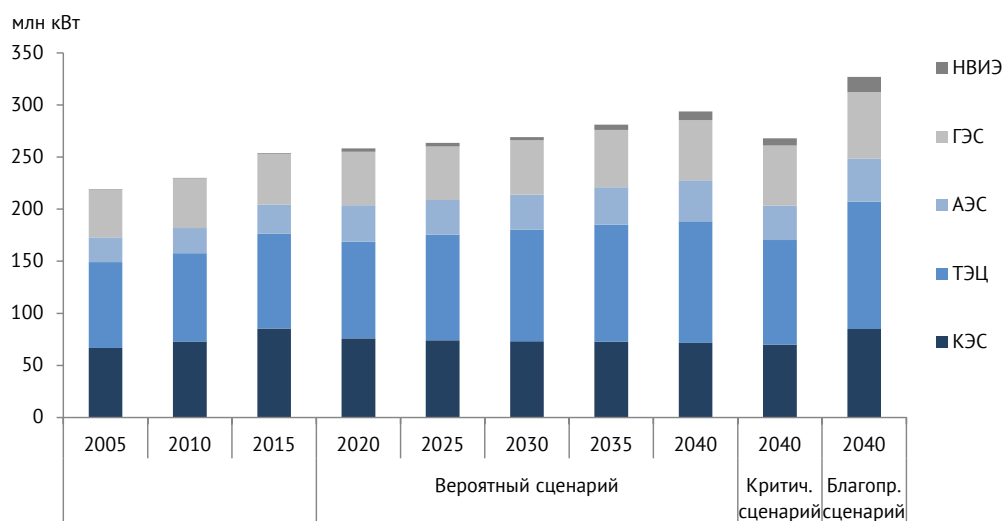
Источник: ИНЭИ РАН

В отличие от большинства развитых стран, в России особенности географии (большие расстояния), климата (длинный отопительный сезон с резкими колебаниями температур) и ресурсной базы (близость к дешевым ресурсам углеводородов) определяют специфический путь развития систем электро- и теплоснабжения с весьма сдержанным прогрессом в отношении ВИЭ, развитие которых сдерживается по объективным экономическим причинам их низкой конкурентоспособностью, и гораздо большим фокусом на энергоэффективность, которая и должна быть основным компонентом «перехода к новой энергетике». С учетом огромных территорий и низкой плотности населения очень активно может пойти развитие децентрализованной генерации и накопителей в Благоприятном сценарии, где доступными становятся и финансы, и технологии. В этом случае можно рассчитывать на ускоренную электрификацию экономики, сглаживание пиков нагрузки и сдерживание потребности в росте генерирующих мощностей за счет их более полного использования, то есть снижение капиталоемкости генерации (и централизованной, и локальной). Это может также смягчить диспропорции в стоимости генерации и сетей.

В новых условиях гораздо медленнее должна расти установленная мощность электростанций: в Критическом сценарии дополнительные мощности вообще практически не нужны, в Вероятном незначительная потребность в них возникает лишь после 2024 г.

Гораздо медленнее должна расти установленная мощность электростанций: сформировавшийся в стране избыток генерирующих мощностей на фоне экономической рецессии заметно снижает инвестиционную нагрузку на отрасль. В Критическом сценарии дополнительные мощности вообще практически не нужны (лишь 5 % в самом конце периода), в Вероятном незначительная потребность в них возникает после 2024 г. (необходимый прирост для удовлетворения внутреннего спроса на электроэнергию к 2040 г. составляет 16 %), и только в Благоприятном сценарии, в котором Россия находит себе новое место в международном разделении труда и начинает развивать энергоемкую промышленность, требуются более массивные вводы мощностей, обеспечивающие их прирост к концу периода на 30 % (Рисунок 3.10).

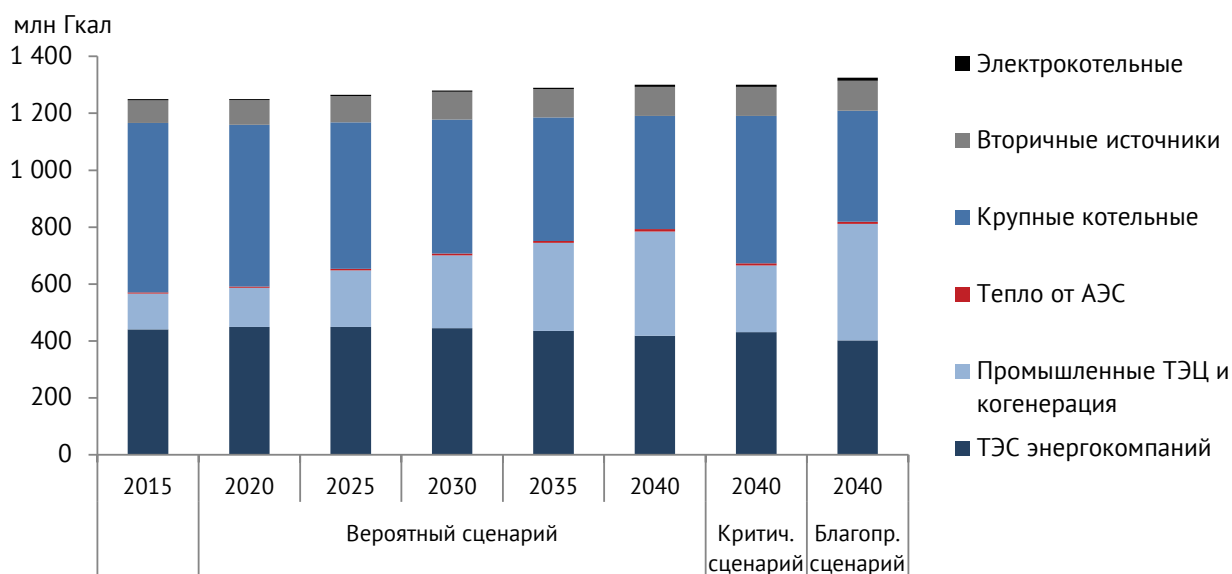
Рисунок 3.10 – Мощность основных типов электростанций для трех сценариев



Источник: ИНЭИ РАН

В производстве тепла наиболее привлекательно в российских условиях выглядит когенерация. Рынок и удобство потребителей ведут ко все большему развитию децентрализованных систем теплоснабжения, запустив глубокую трансформацию традиционной централизованной системы теплоснабжения, которая, сохраняя мощную централизованную часть (особенно в городах и промышленных центрах), все больше дополняет их децентрализованными системами теплоснабжения. Поскольку сам спрос на тепло остается практически без изменений в этот временной период (рост потребности за счет увеличения ВВП, населения и отапливаемых площадей практически полностью компенсируется качеством материалов, зданий и специальными мерами по энергосбережению), по мере роста когенерации идет активное вытеснение котельных (Рисунок 3.11).

Рисунок 3.11 – Источники централизованного теплоснабжения



Источник: ИНЭИ РАН

## *Нетопливная энергетика*

### **Атомная энергетика**

Россия традиционно является одним из лидеров мировой атомной промышленности и рассматривает развитие этой сферы как свой стратегический приоритет. Амбициозные программы развития атомной энергетики обеспечивают ее рост во всех сценариях за счет государственной поддержки: от 5 ГВт в Критическом сценарии, до 11–13 ГВт в Вероятном и Благоприятном сценариях соответственно.

### **Гидроэнергетика**

В рассматриваемый период гидроэнергетика будет увеличивать свои мощности в восточной части страны. В Критическом и Вероятном сценариях это будет довольно умеренный рост: на 18 % с 2015 по 2040 г., а вот в Благоприятном сценарии с его опережающим развитием энергоемких производств именно на востоке страны за это время потребуются осуществить значительные дополнительные вводы мощностей – 15 ГВт (то есть прирост на 30 % по сравнению с 2015 г.).

### **Прочие ВИЭ**

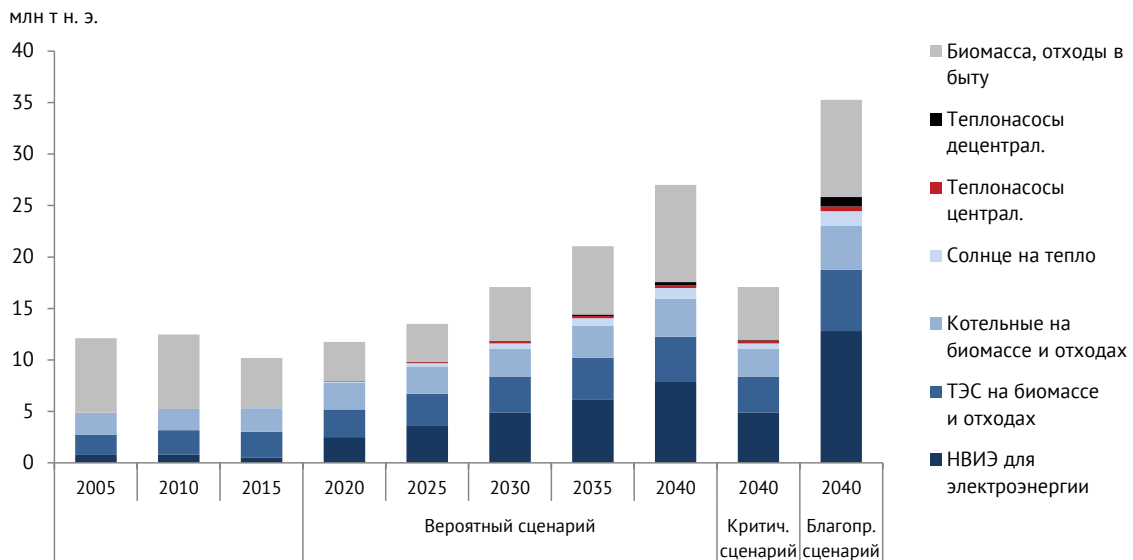
Низкие цены на углеводороды, не самое благоприятное для использования размещение потенциала ВИЭ по территории, отсутствие в большинстве случаев собственных эффективных технологий – все это изначально сдерживало развитие этих источников в России. Тем не менее и со стороны государства, и со стороны многих потребителей интерес к ВИЭ растет. Развитие пошло по пути освоения и локализации уже существующих технологий, произведенных другими странами, с их адаптацией к российским условиям и потребностям

Россия исторически никогда не была лидером в возобновляемой энергетике: низкие цены на углеводороды, не самое благоприятное для использования размещение потенциала ВИЭ по территории, отсутствие в большинстве случаев собственных эффективных технологий – все это изначально сдерживало развитие этих источников. Тем не менее и со стороны государства, и со стороны многих потребителей (особенно – децентрализованных) интерес к ВИЭ растет. Развитие пошло по пути освоения и локализации уже существующих технологий, произведенных другими странами, с их адаптацией к российским условиям и потребностям.

В прогнозный период использование всех видов новых возобновляемых источников энергии будет расти наиболее быстрыми темпами по сравнению со всеми остальными энергоресурсами, но с очень низкой базы. Суммарное использование этих источников энергии во всех применениях увеличится к 2040 г. в 1,6–3,3 раза в зависимости от сценария (Рисунок 3.12), а их доля в энергопотреблении вырастет с 1 % в 2015 г. до 2–3 % в 2040 г., но все равно они будут играть лишь локальную роль в энергетике России.



**Рисунок 3.12 – Динамика и структура использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии, млн т н. э.**



Источник: ИНЭИ РАН

## Нефтяная отрасль

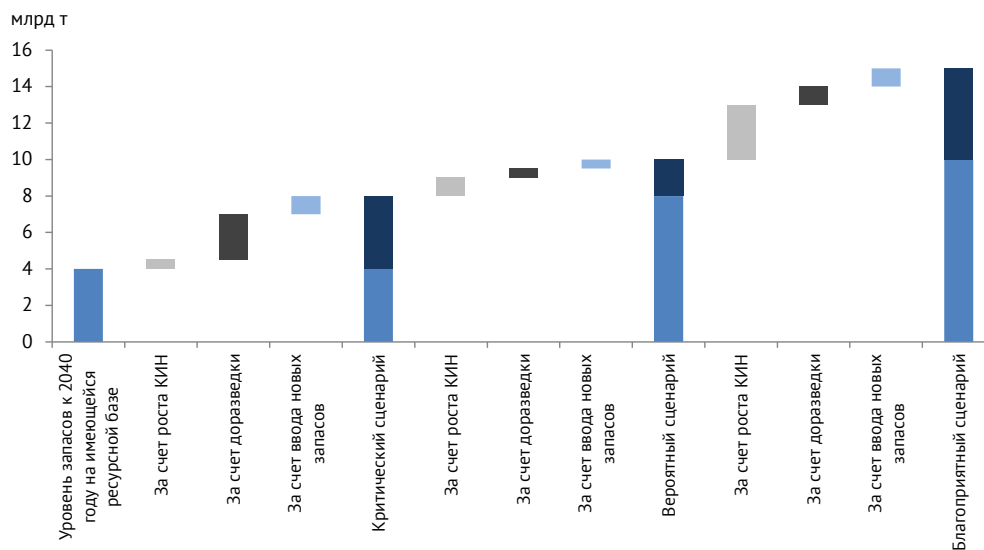
### Добыча

Текущей ресурсной базы будет достаточно для обеспечения стабильно высокой добычи жидких углеводородов до 2020-2025 года, после чего понадобятся активные мероприятия, направленные на прирост запасов, и именно от их эффективности во многом будут зависеть перспективные уровни добычи

В последние годы Россия продолжает наращивать объемы добычи нефти, невзирая на изменившуюся ценовую конъюнктуру и растущие сложности с инвестициями. Наш анализ текущей ресурсной базы (уже разрабатываемые месторождения, новые месторождения и готовящиеся к вводу проекты) показывает, что, вопреки многим ожиданиям, она в состоянии обеспечить стабильно высокую добычу до 2020-2025 гг. даже вне зависимости от ценовой конъюнктуры и налогового регулирования: основные инвестиции уже понесены, и компании будут добывать нефть с этих месторождений в любом случае. Однако после 2025 г. для поддержания добычи понадобится очень активное расширение ресурсной базы, и именно его успешность уже будет определять уровни добычи.

В Вероятном сценарии прирост извлекаемых запасов, по большей части обеспечиваемый воспроизводством минерально-сырьевой базы распределенного фонда недр, к 2040 г. должен составить не менее 6 млрд т (около трети от текущего уровня российских извлекаемых запасов, или практически 100 % от объемов коммерчески извлекаемых запасов сланцевой нефти в США). Стоит отметить, что за период с 1991 по 2015 г. совокупный прирост запасов в России составил более 10 млрд т, однако, этот прирост был достигнут в первую очередь за счет изменения категорийности запасов и вовлечения в эксплуатацию месторождений, открытых еще в советское время. В перспективе до 2040 г. основными источниками прироста станут доразведка, повышение эффективности разработки (рост КИН на 2-3 % в среднем по стране) и ввод в разработку перспективных запасов (Рисунок 3.13).

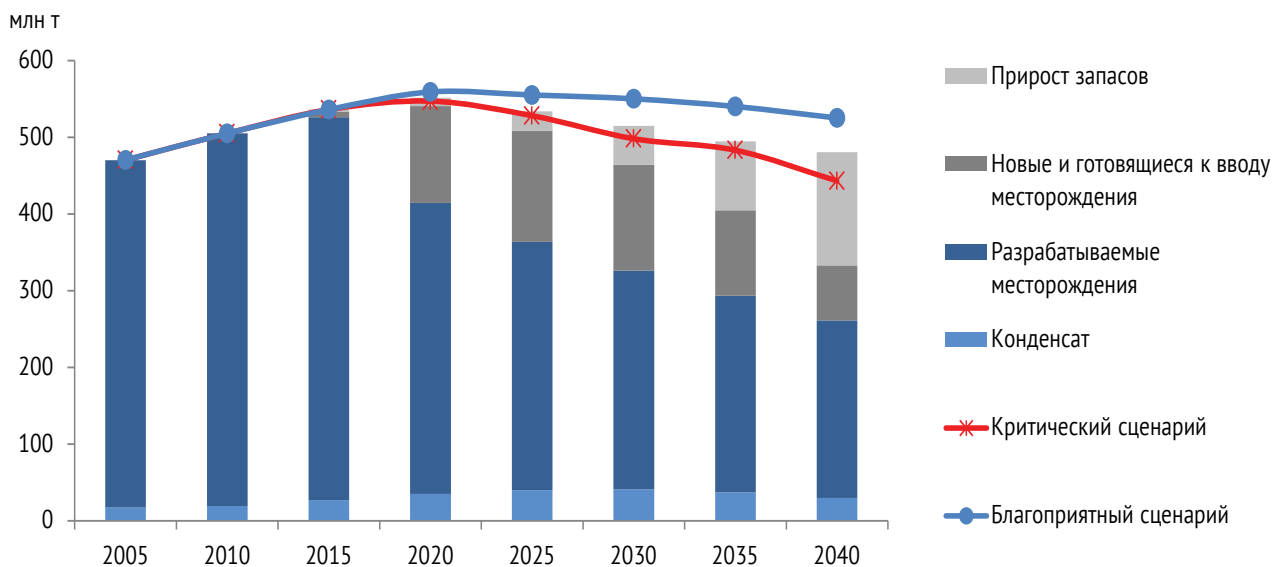
Рисунок 3.13 – Структура необходимого прироста запасов нефти к 2040 г. по трем сценариям



Источник: ИНЭИ РАН

Добыча при этом после пика на уровне в 560 млн т в год в 2020-2025 гг. к 2040 г. сократится до 480 млн т в год (Рисунок 3.14).

Рисунок 3.14 – Прогноз добычи жидких углеводородов в России по типам запасов для трех сценариев



Источник: ИНЭИ РАН

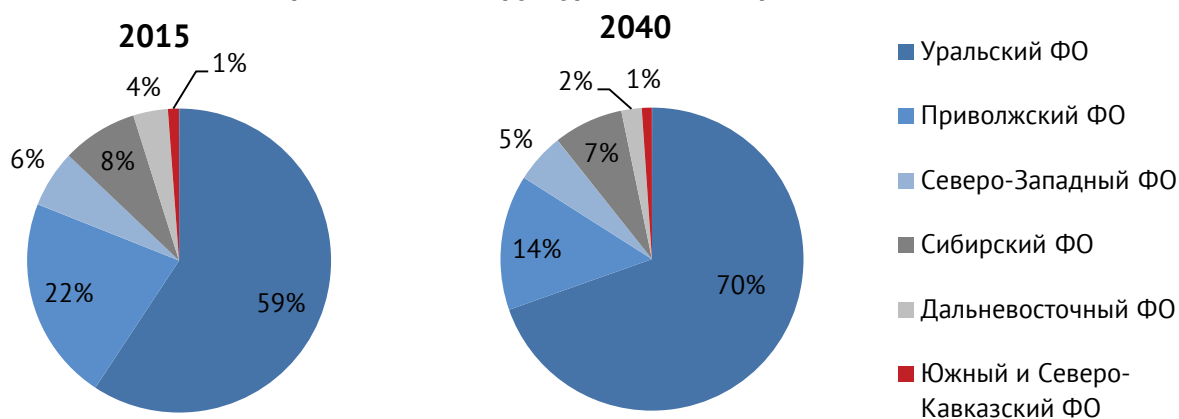
В Критическом сценарии прирост запасов составит 4 млрд т. Основными сдерживающими факторами станут технологические ограничения со стороны Западных стран в начале прогнозного периода, что не позволит локализовать в России передовые технологии нефтедобычи и повысить эффективность разработки. Кроме того, негативная экономическая конъюнктура и низкие цены на нефть будут создавать ограничения для осуществления масштабных инвестиций в геологоразведку, что не позволит обеспечить значимые объемы добычи за счет прироста новых запасов. Быстрая выработка запасов в начале прогнозного периода на фоне нехватки их (запасов) прироста приведет к тому, что к 2040 г. добыча окажется существенно ниже уровня Вероятного сценария - 443 млн т в год.

В Благоприятном сценарии потребуется прирост запасов более чем на 10 млрд т за 25 лет – это чрезвычайно амбициозная задача, сравнимая с двумя сланцевыми революциями в США. Это потребует заметно более интенсивного развития и внедрения новых технологий добычи, способных обеспечить дополнительный рост среднего КИН, по сравнению с Вероятным сценарием, дополнительно на 2-3 %, а также активного проведения геологоразведки. Все это в совокупности способно обеспечить более высокие уровни добычи на всём прогнозном периоде. В этом сценарии в 2040 г. добыча в России составит 515 млн т в год.

В географии российской нефтедобычи революционных изменений не ожидается. Ключевым регионом нефтедобычи останется Уральский федеральный округ

В географии российской нефтедобычи революционных изменений не ожидается. Ключевым регионом нефтедобычи останется Уральский федеральный округ, доля которого даже увеличится с 59 % в 2015 г. до 70 % от общего объема добычи к 2040 г. (Рисунок 3.15). При этом доля Сибирского и Дальневосточного федеральных округов, напротив, снижается к концу прогнозного периода по мере исчерпания их запасов.

Рисунок 3.15 – Изменение региональной структуры добычи нефти в России



Источник: ИНЭИ РАН

### Нефтепереработка

В настоящее время, после нескольких лет активных инвестиций в модернизацию нефтеперерабатывающего комплекса, в первую очередь направленных на расширение мощностей вторичных процессов по облагораживанию моторных топлив и углубление переработки, российский нефтяной комплекс в достаточной мере обеспечен производственными мощностями для организации бесперебойного снабжения нефтепродуктами внутреннего рынка и осуществления экспортных поставок высококачественного дизельного топлива.

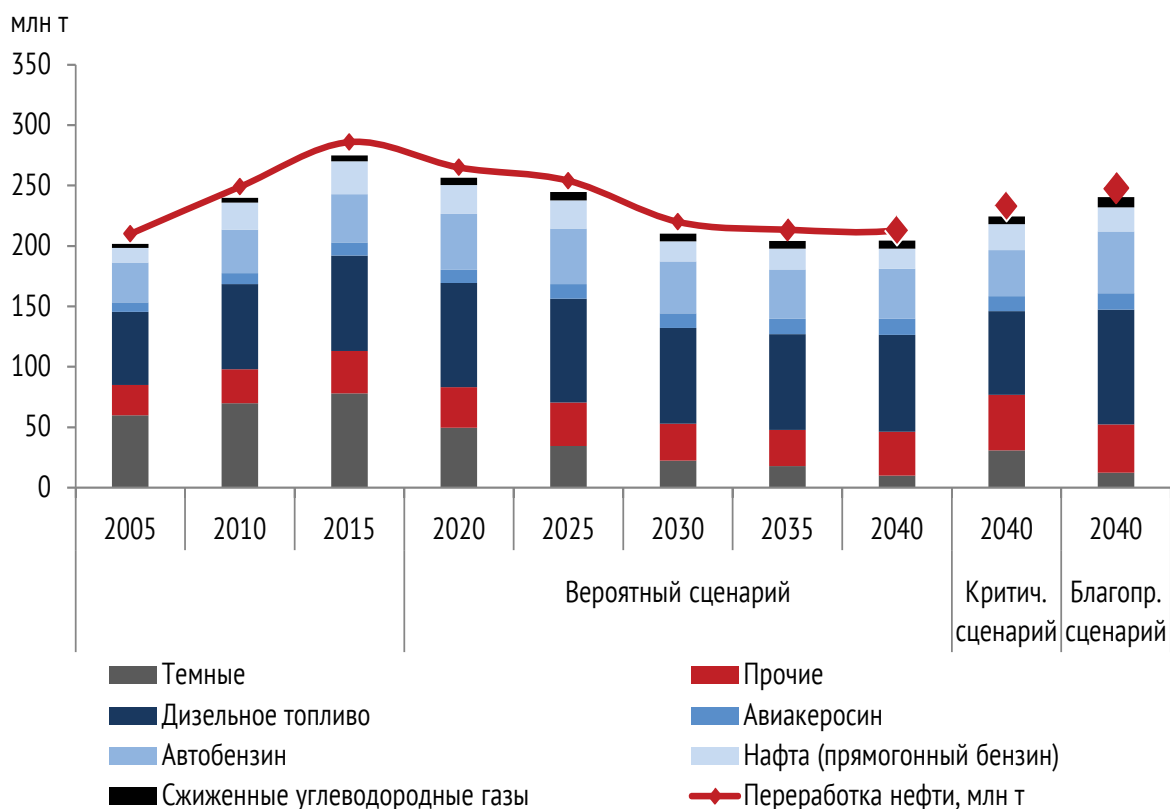
В Вероятном сценарии, несмотря на снижение объемов первичной переработки до 213 млн т в год к 2040 г., благодаря заложенным в 4-х сторонние соглашения (программа модернизации российских НПЗ, утвержденная, согласованная и подписанная российскими ВИНК, ФАС России, Ростехнадзором и Росстандартом) и в проект Энергетической Стратегии России до 2035 г. темпам модернизации вторичных процессов, валовое производство моторных топлив и светлых нефтепродуктов вырастет на 12 % по сравнению с 2013 г. Этих объемов должно быть достаточно для удовлетворения внутреннего спроса на бензин и обеспечения стабильного экспорта дизельного топлива, в первую очередь - на европейском направлении.

В Критическом сценарии нехватка инвестиций в отрасли до 2020 г. на фоне низких цен приведёт к отмене или переносу за 2025 г. большинства проектов по модернизации. Необходимость удовлетворения внутреннего спроса на бензины замедлит темпы падения объемов первичной переработки: объёмы первичной переработки составят к 2040 г. 233 млн т в год. Тем не менее, объёмы выпуска моторных топлив будут ниже, чем в Вероятном сценарии.

Во всех сценариях ожидается снижение объемов первичной переработки за счет выбытия низкокомплексных мощностей на фоне увеличения качественных показателей переработки

В Благоприятном сценарии достигаются наиболее высокие темпы модернизации. При этом, рост мирового и внутреннего спроса создают предпосылки для сохранения относительно высоких объемов переработки, на уровне 248 млн т в год в 2040 г. Выпуск моторных топлив в этом сценарии будет выше на 18 %, чем в Вероятном сценарии (Рисунок 3.16).

Рисунок 3.16 – Прогноз производства товарной продукции нефтеперерабатывающими предприятиями России и объёмов первичной переработки<sup>1</sup>



Источник: ИНЭИ РАН

1 Сжиженные газы – смесь легких газообразных углеводородов тяжелее метана. Применяются в качестве топлива и сырья нефтехимических процессов.

Нафта (прямогонный бензин) – легкие бензиновые фракции, не пригодные для использования в качестве топлива. Применяются как растворители и сырье для нефтехимических процессов.

Автомобильный бензин – включает в себя все марки бензинов, применяемых в современных бензиновых ДВС, такие как Аи-92, Аи-95, Аи-98.

Авиакеросин – включает в себя все марки реактивных топлив, применяемых в гражданской и военной авиации.

Дизельное топливо – включает все марки низкосернистого дизельного топлива, применяемого в современных дизельных ДВС.

Темные – группа нефтепродуктов, применяемая в качестве котельного топлива или для дальнейшей переработки. Включает в себя все марки мазута, вакуумных газойлей, гудронов.

Прочие – продукты переработки нефти, не попавшие ни в одну из других групп.

### Экспорт нефти и нефтепродуктов

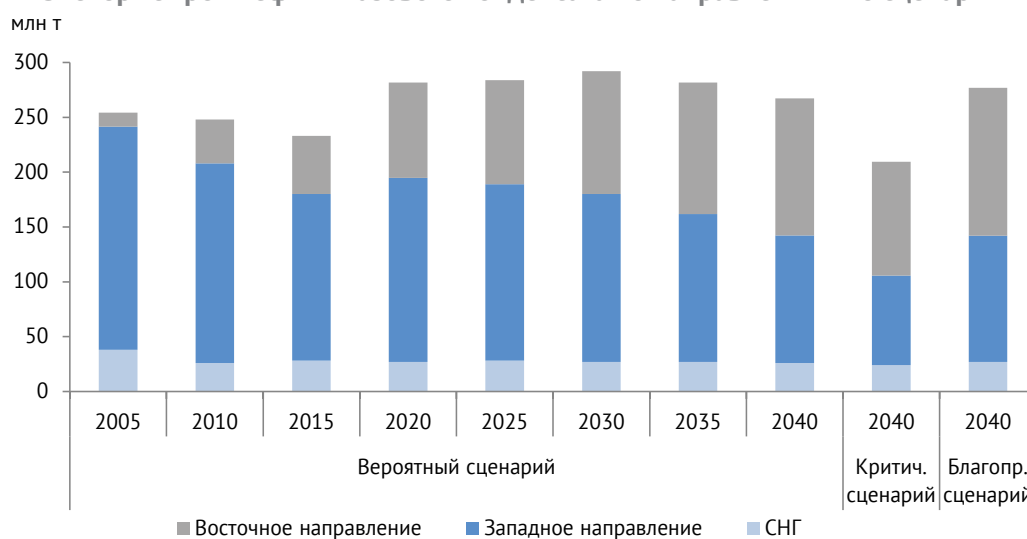
В прогнозном периоде во всех сценариях, кроме Критического (где экспорт сначала увеличивается до 2020 г. а затем падает), прогнозируется рост валового объема российского экспорта нефтяного сырья в период до 2040 г. при существенном изменении структуры экспорта по направлениям поставок. При этом объемы экспорта жидких углеводородов из России (нефти и газового конденсата) до 2020 г. будут возрастать преимущественно за счет роста добычи, затем в период с 2020-2030 гг. также продолжится умеренный рост экспорта, за счет снижения объемов переработки. После 2030 г. ожидается некоторое снижение объемов экспорта из-за сокращения добычи.

Падение экспорта нефтяного сырья из России на Западном направлении будет компенсироваться ростом экспорта на Восточном

На Западном направлении во всех сценариях ожидается снижение объемов поставок сырья уже после 2020 г., в первую очередь из-за снижения спроса на нефтепродукты и, как следствие – на сырье для их производства на ключевом для России рынке Европы (Рисунок 3.17). Российская доля на европейском рынке нефтяного сырья при этом снизится с 33 % в 2015 г. до 20-23 % в 2040 г. Кроме снижения спроса на европейском рынке российским компаниям придется столкнуться с жестокой конкурентной борьбой за европейского потребителя с поставщиками Ближнего Востока, Африки и даже Южной и Центральной Америки, которые традиционно направляли большие объемы нефти на рынок Северной Америки, который к 2040 г. практически полностью откажется от импорта из других регионов.

При этом перед Россией, благодаря развитой экспортной инфраструктуре и проектам по добыче в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, открываются большие перспективы для наращивания экспорта на Тихоокеанском направлении, в первую очередь - в Китай, где ожидается значительный рост нефтеперерабатывающих мощностей. Доля России в общем объеме китайского экспорта может вырасти с 13 % в 2015 г. до 15-18 % к 2040 г. Таким образом, переориентация нефтяного экспорта на восток становится основным способом сдерживания падения его объемов.

Рисунок 3.17 – Экспорт сырой нефти и газового конденсата по направлениям по сценариям

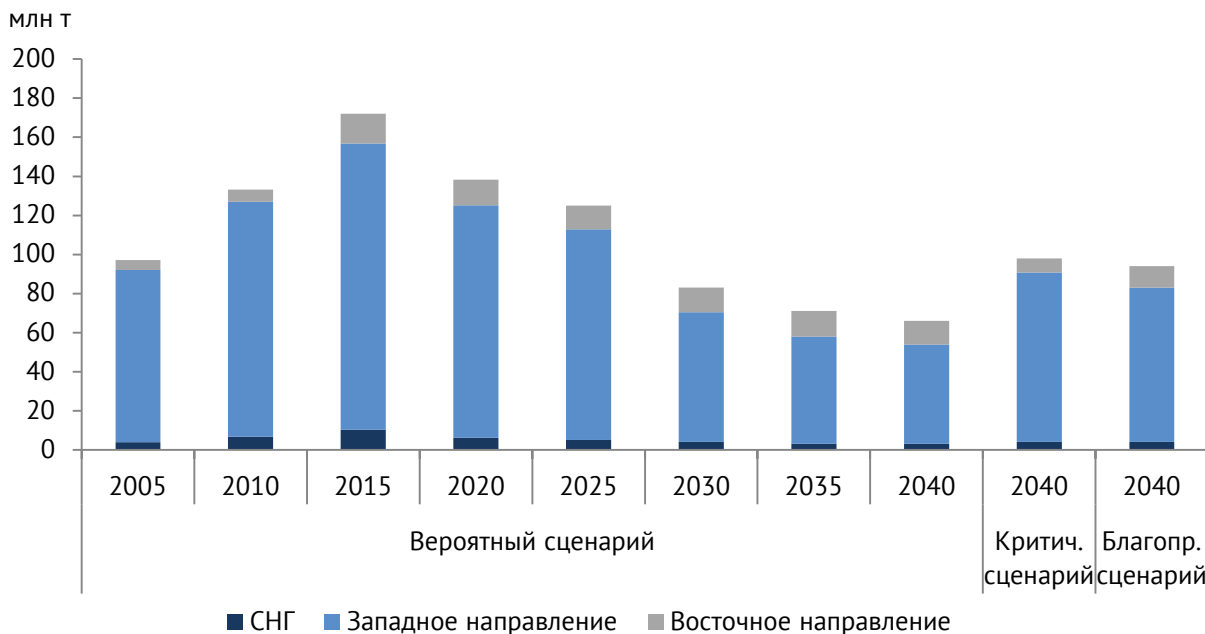


Источник: ИНЭИ РАН

Во всех сценариях ожидается снижение валового объема экспорта нефтепродуктов, при существенном повышении ценности экспортной корзины за счет повышения доли продукции высокого передела

Объемы экспорта нефтепродуктов, как ожидается, начнут снижаться уже в перспективе до 2020 г., преимущественно под влиянием внутренних причин: из-за вывода объемов низкоэффективной, не обеспеченной вторичными процессами первичной переработки на фоне роста внутреннего спроса на жидкие топлива (Рисунок 3.18). Негативны для роста экспорта нефтепродуктов и сигналы внешнего рынка. В Европе, как мы уже отмечали выше, ключевой фактор, воздействующий на динамику российского экспорта – ожидаемое в перспективе до 2040 г. существенное снижение спроса на жидкие топлива (в том числе и нефтепродукты). При этом снижение спроса происходит на фоне роста предложения сравнительно дешевых нефтепродуктов со стороны растущей ближневосточной и азиатской (индийской) нефтепереработки, которые вытесняют с продуктового рынка Европы не только производителей из России, но и нефтеперерабатывающие заводы США, и самих европейских производителей. Усиление конкуренции ожидается и на рынках нефтепродуктов стран АТР. В первую очередь конкурировать российским нефтепродуктам придется со сравнительно дешевыми (в том числе и за счет отсутствия транспортного плеча) продуктами, производимыми непосредственно в азиатских странах. Отметим при этом, что, несмотря на значительное падение валового объема экспорта из России, существенно должна улучшиться по качеству корзина экспортируемых нефтепродуктов (возрастет доля светлых нефтепродуктов и даже дорогостоящей продукции нефтехимического комплекса при существенном снижении экспорта мазута), что приведет к увеличению ценности нефтепродуктового экспорта.

Рисунок 3.18 – Экспорт нефтепродуктов по направлениям



Источник: ИНЭИ РАН

## Газовая отрасль

### *Внутренний спрос и экспорт*

Радикальным изменением всей системы работы газовой отрасли стало появление ограничений по объему со стороны внутренних и внешних потребителей

В период после 2008 г. российская газовая отрасль впервые в своей истории столкнулась с падением всех показателей производства и экспорта ниже уровней 2005 г. и до 2015 г. так и не смогла восстановиться. Радикальным изменением всей системы работы отрасли стало появление ограничений по объему со стороны внутренних и внешних потребителей. После многих лет непрерывного роста, когда добыча сдерживалась только производственными возможностями, впервые производители газа столкнулись со стагнирующим спросом.

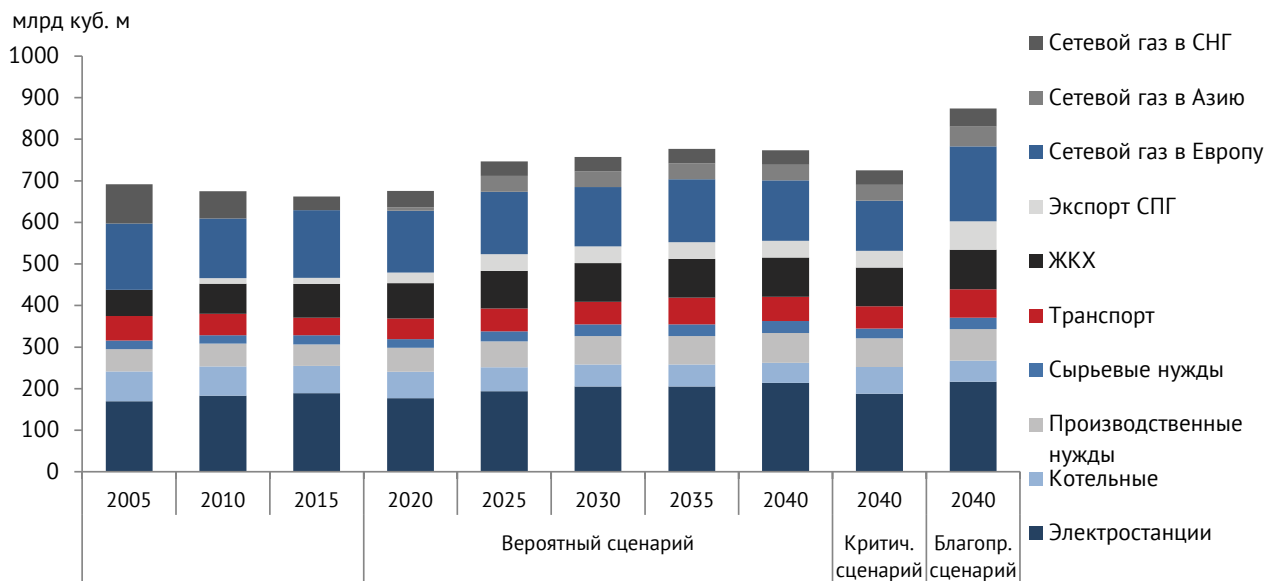
Довольно низкие темпы роста российской экономики, принятые в Вероятном и Критическом сценариях, определяют очень скромный рост внутреннего спроса на газ за весь период до 2040 г. – всего на 4–6 % по сравнению с 2015 г. Даже в Благоприятном сценарии внутреннее потребление газа растет всего на 7 % за весь рассматриваемый период, так как именно в этом сценарии при наличии инвестиционных ресурсов и технологий будут опережающими темпами развиваться другие источники энергии. Таким образом, практически весь потенциал развития отрасли оказывается связан с внешними рынками.

Анализ перспектив развития мирового газового рынка, выполненный в разделе «Рынок газового топлива», показывает, что в значительной мере ограничения на внешних рынках сохранятся. Экспорт газа, осуществляемый как на основе имеющихся долгосрочных контрактов, так и в рамках спотовой торговли, может позволить сохранить объемы поставок из России на европейский рынок, однако, учитывая как геополитическую ситуацию, так и вялый европейский спрос, рассчитывать на заметное повышение экспортных объемов в этом направлении в период до 2040 г. в Вероятном сценарии не приходится. В Критическом сценарии неизбежным становится сокращение поставок, и лишь в Благоприятном сценарии возможен рост экспорта европейским потребителям на 10 % к концу периода.

Учитывая отсутствие потенциала для наращивания экспорта российского газа в СНГ, основные возможности для увеличения поставок на внешние рынки для России полностью зависят от роста экспорта в АТР (Китай, Япония, Республика Корея и др.). Однако существует высокая неопределенность относительно дальнейшего развития этих рынков и конкурентоспособности на них российского газа. Хотя в рассматриваемый период предполагается рост экспорта газа в этом направлении почти в 4,5–6 раз, рост этот будет идти с очень низкой базы, и в абсолютном выражении даже в Благоприятном сценарии поставки в Азию к 2040 г. не достигнут даже 30 % от современных объемов экспорта в Европу. Определенные надежды связаны с развитием более гибкой СПГ-индустрии в России, которая в зависимости от сценария может обеспечить увеличение экспорта сжиженного газа в 2,6–4,6 раза к 2040 г. Однако, опять же, в абсолютном выражении даже при реализации наиболее Благоприятного сценария роста производства СПГ объемы его общего экспорта к 2040 г. составят 40 % от современных объемов поставок в Европу. Таким образом, европейский рынок сетевого газа продолжит обеспечивать 52–56 % российского экспорта в 2040 г. (Рисунок 3.19).



Рисунок 3.19 – Направления использования природного газа на внутреннем и внешнем рынках



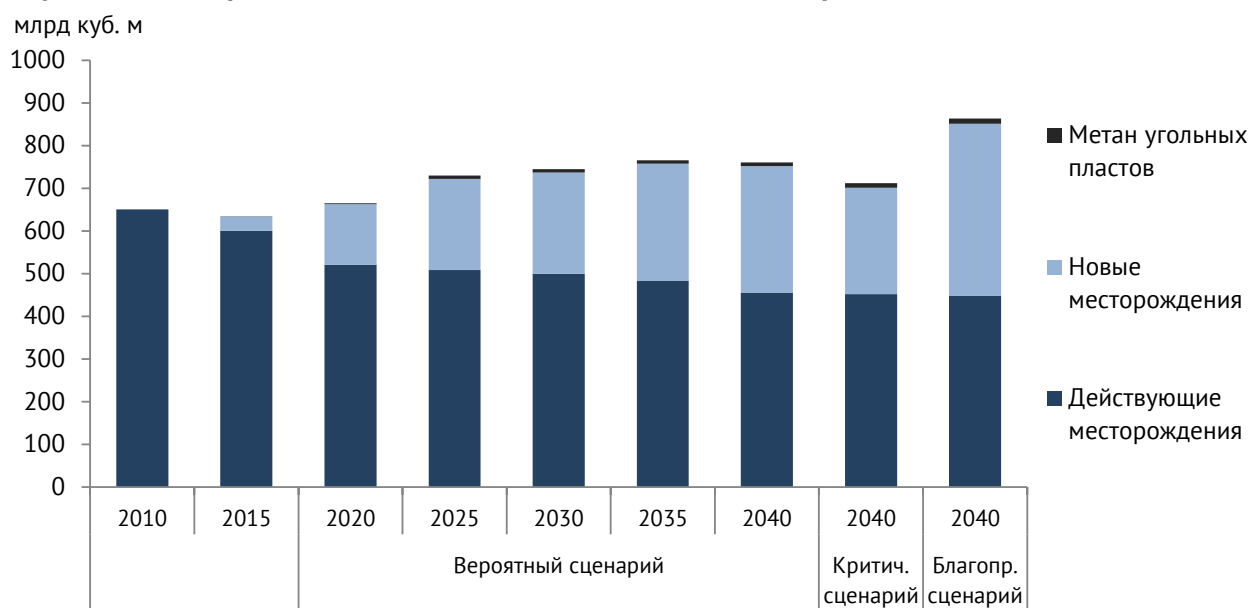
Источник: ИНЭИ РАН

### Добыча

Состояние ресурсной базы позволяет газовой отрасли (в отличие от нефтяной) нарастить добычу гораздо выше, чем в предлагаемых сценариях, однако отсутствие платежеспособного спроса сдерживает рост добычи

Добыча газа в России на протяжении 2005–2015 гг. была относительно неустойчива, годовые колебания достигали до 12 % с наибольшим кратковременным снижением в 2009 г. В Вероятном сценарии в перспективе до 2040 г. добыча природного и попутного газа увеличится на 20 %, в Критическом – на 11 % и в Благоприятном – на 36 %. В принципе, состояние ресурсной базы и масштабы уже имеющихся запасов позволяют газовой отрасли (в отличие от нефтяной) нарастить добычу гораздо выше, чем в предлагаемых сценариях, которые рассчитаны, основываясь на спросе, а не на производственных возможностях (Рисунок 3.20).

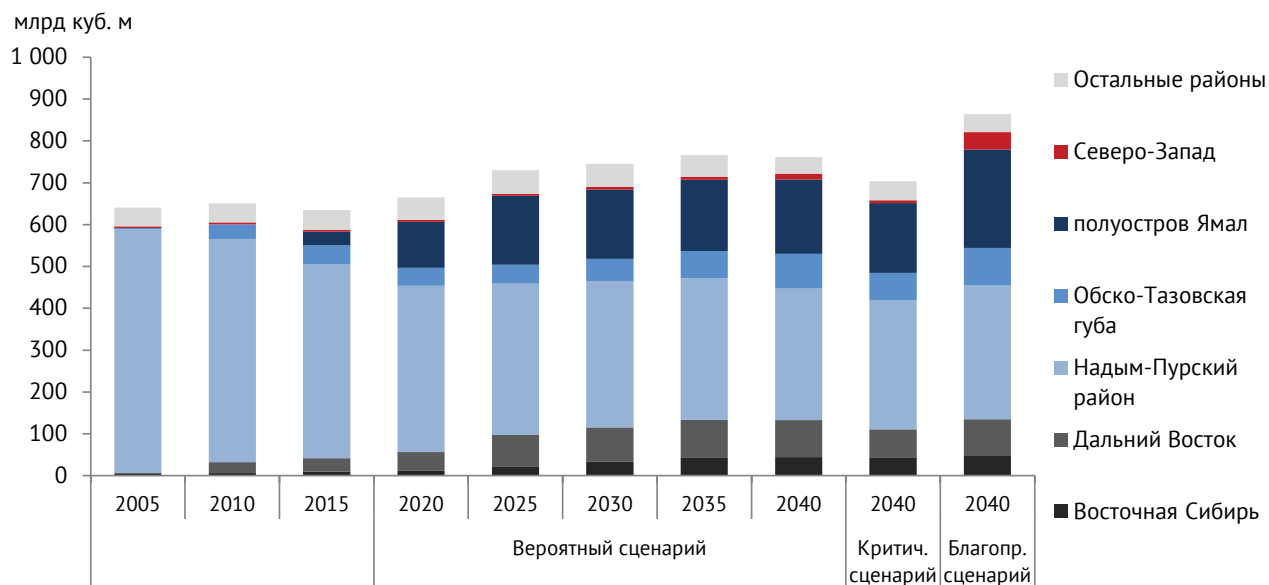
Рисунок 3.20 – Прогноз добычи газа по типам запасов по сценариям



Источник: ИНЭИ РАН

На фоне снижения производства в традиционных газодобывающих районах (в первую очередь – в Надым-Пур-Тазовском) основной прирост добычи будет идти за счет месторождений полуострова Ямал, Обско-Тазовской губы, а также Восточной Сибири и Дальнего Востока (Рисунок 3.21).

Рисунок 3.21 – Прогноз добычи газа по нефтегазовым провинциям России по сценариям



Источник: ИНЭИ РАН

## Угольная отрасль

### Внутренний спрос и экспорт

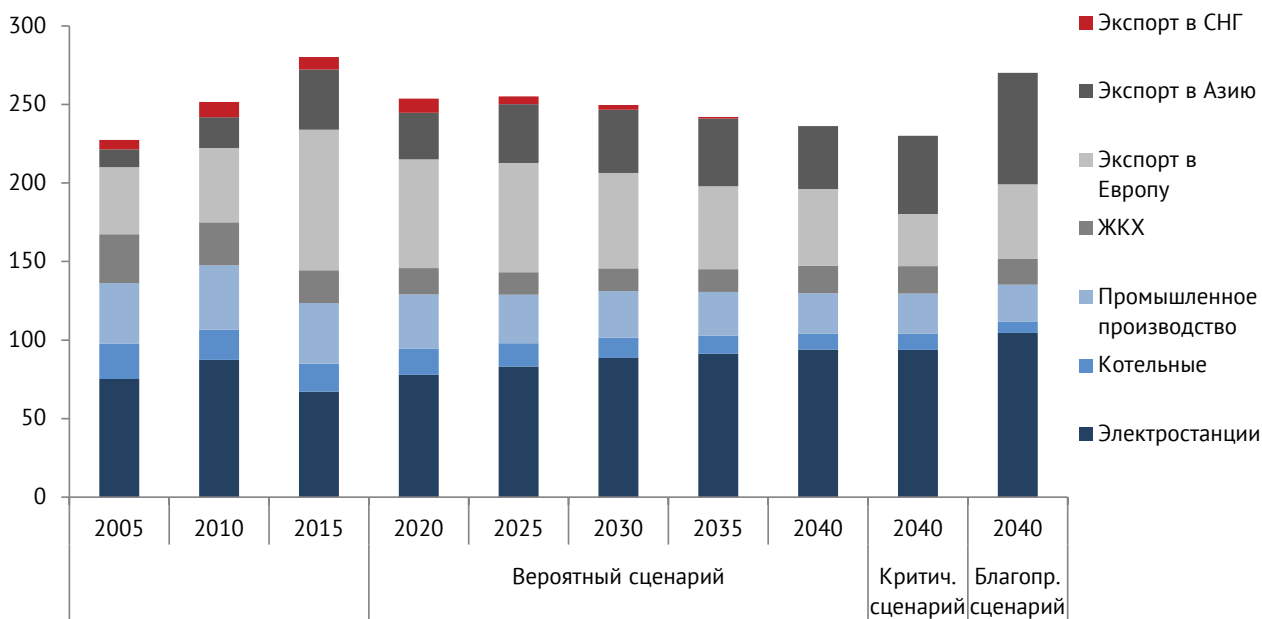
Угольная отрасль России, подобно газовой, оказывается крайне зависимой от внешней конъюнктуры: основным ограничением дальнейшего роста является именно емкость внешнего рынка и конкурентоспособность поставок, а не ограничения по запасам угля или по добывающим мощностям

Угольная отрасль России, подобно газовой, оказывается крайне зависимой от внешней конъюнктуры: основным ограничением дальнейшего роста является именно емкость внешнего рынка и стоимость добычи и транспортировки, а не ограничения по запасам угля или по добывающим мощностям. Процессы, происходящие на мировом угольном рынке (см. раздел "Рынок твердых видов топлива"), в частности климатическая политика многих стран (особенно ЕС и Китая), создают высочайшую неопределенность для этой отрасли в России.

Стагнация внутреннего спроса на твердое топливо на фоне невысоких темпов роста экономики и сохранения относительно низких цен на газ делают экспорт основным драйвером развития угольной промышленности (Рисунок 3.22).

Рисунок 3.22 – Направления использования угля на внутреннем и внешнем рынках

млн т у. т.



Источник: ИНЭИ РАН

Основная проблема российского угля, подрывающая его конкурентоспособность на внешних рынках, – значительная удаленность поставщиков угля от морских портов при большой дальности перевозки угля по железной дороге. В 2015 г. девальвация рубля резко повысила эффективность и привлекательность экспортных поставок, однако этот эффект, по нашим оценкам, продлится недолго – до 2020–2023 гг.

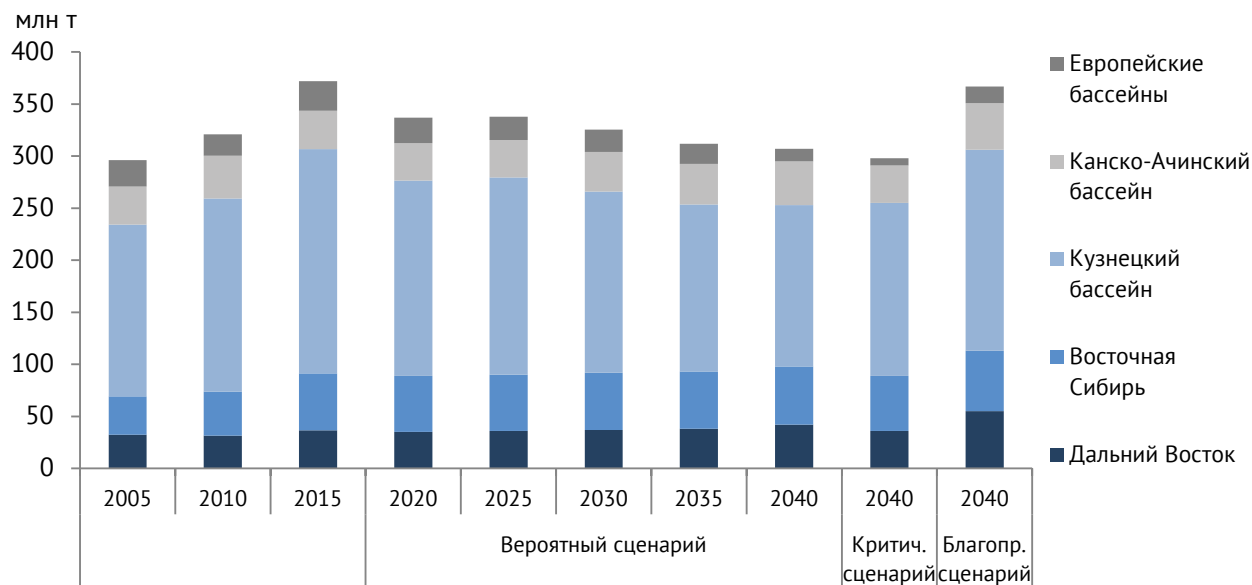
Резкое снижение объемов экспорта в Европу не удастся быстро компенсировать увеличением поставок по азиатскому направлению. В Критическом и даже в Вероятном сценариях суммарный экспорт угля в результате заметно сокращается: на 35–39 % к 2040 г. по сравнению с 2015 г. Только в Благоприятном сценарии предполагается достаточно умеренный рост экспорта угля после 2020 г., но все равно к концу периода суммарные объемы экспорта остаются ниже уровня 2015 г.

### Добыча

В соответствии с требованиями внутреннего и внешнего спроса определялись и объемы добычи. В перспективе до 2040 г. прогнозируется ее снижение на 17–20 % в Критическом и Вероятном сценариях и практически возврат на уровень 2015 г. – в Благоприятном (Рисунок 3.23). Основным бассейном страны останется Кузнецкий при росте добычи канско-ачинских, иркутских и дальневосточных углей.

Важной особенностью развития отрасли стало наращивание размеров сортировки и стандартизации энергетических углей, которые обязательны для их поставок на экспорт. При этом возникает проблема использования и/или нейтрализации больших объемов получаемых отходов.

Рисунок 3.23 – Добыча угля по регионам и бассейнам



Источник: ИНЭИ РАН

## Выбросы CO<sub>2</sub>

В России традиционно неоднозначно воспринимается проблема изменения климата и вызванные ею специальные меры диверсификации энергетики и повышения энергетической эффективности экономики. Однако, учитывая низкие показатели экономического роста, сохранение эмиссии парниковых газов на уровне 75 % от показателей 1990 г. не требует огромных усилий: до конца 2030-х гг. в России в любом случае будет наблюдаться медленный рост выбросов парниковых газов от сжигания ископаемого топлива. Он различается по сценариям только на 3–4 %, и без принятия специальных мер эмиссия в зависимости от сценария увеличится относительно 1990 г. с 72 % в 2015 г. до 73–80 % к 2040 г. (Рисунок 3.24). В Благоприятном сценарии станут посильны меры по введению платы за выбросы парниковых газов.

Рисунок 3.24 – Динамика и структура выбросов основных парниковых газов для трех сценариев



Источник: ИНЭИ РАН

## Влияние ТЭК на экономику страны

ТЭК, даже наращивая абсолютные объемы производства, уже будет не в состоянии обеспечивать роль основного драйвера экономического роста. Серьезные изменения конъюнктуры внешних рынков в сочетании с многочисленными накопившимися проблемами самой российской экономики в целом и ТЭК в частности ставят российский энергетический сектор в достаточно жесткие условия.

Роль ТЭК в экономике России сложно переоценить, хотя его показатели и снизились с максимума 2012–2013 гг. под влиянием кризиса и падения цен на углеводороды. Тем не менее и в 2015 г. ТЭК обеспечивал более 30 % ВВП и консолидированного бюджета страны, 56 % валютных поступлений от экспорта и почти четверть от общего объема инвестиций в национальную экономику.

В предыдущих выпусках «Прогноза» мы уже писали о том, что в предстоящий период роль энергетики в экономике принципиально изменится. Сейчас это становится еще более очевидным и неизбежным. ТЭК был основным драйвером роста экономики России и еще может выполнять эту роль в текущем десятилетии, но в перспективе до 2040 г. его вклад в ВВП сократится примерно вдвое: с 31 % в 2015 г. до 13–17 % (в зависимости от сценария). Таким образом, энергетика, даже наращивая абсолютные объемы производства, уже будет не в состоянии обеспечивать роль основного драйвера экономического роста. Индикаторы роли энергетики в экономике (Таблица 3.1) наглядно демонстрируют новое место ТЭК в экономике страны:

- снижение вклада энергетики в произведенный ВВП к 2040 г. относительно показателей 2015 г. в 1,8–2,4 раза;
- сокращение почти в два раза к 2040 г. доли энергетических ресурсов в выручке от общего экспорта товаров и даже более чем двукратное уменьшение доли экспорта энергетических ресурсов в ВВП;
- снижение доли капиталовложений в ТЭК в ВВП – на 10–26 %, а их доли в общем объеме инвестиций в стране – в 1,7–2,2 раза.

Таблица 3.1 – Ключевые индикаторы роли ТЭК в экономике

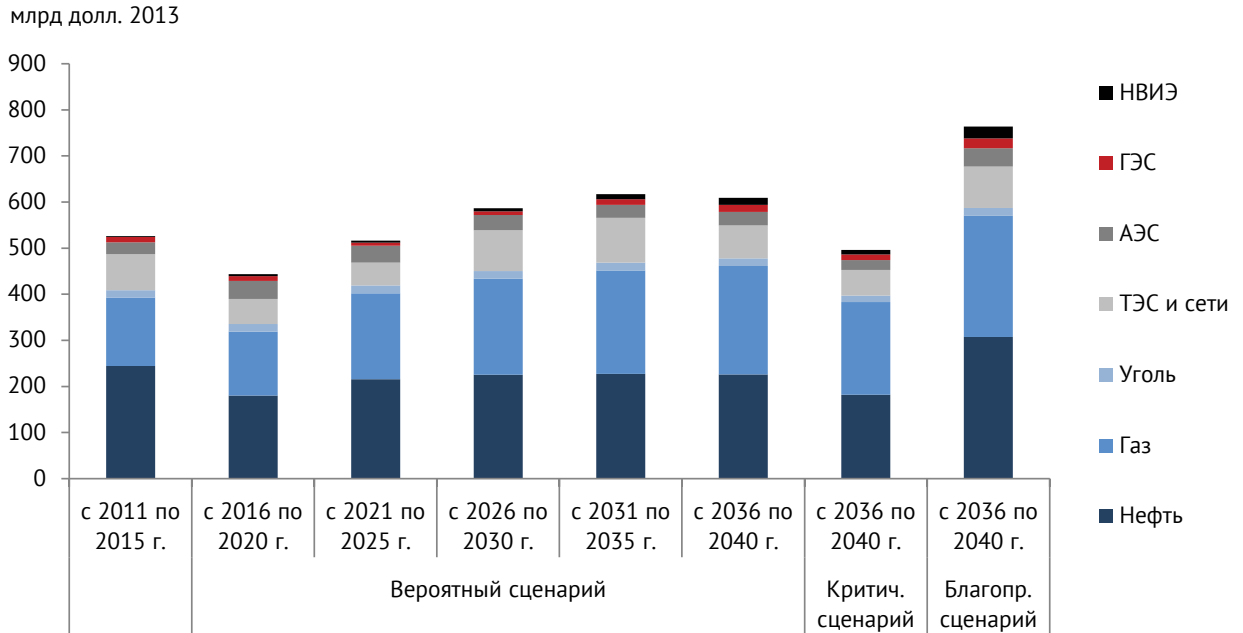
	2015	2040		
		Критический сценарий	Вероятный сценарий	Благоприятный сценарий
Вклад ТЭК в произведенный ВВП, %	31	15	14	13
Доли энергетических ресурсов в выручке от общего экспорта товаров, %	56	29	26	22
Вклад энергетического экспорта в ВВП, %	16	7	6	6
Вклад ТЭК в консолидированный бюджет, %	30	18	14	14
Доля капиталовложений в ТЭК в ВВП, %	5	3,9	3,7	3,8
Доля капиталовложений в ТЭК от всех капиталовложений, %	24	11	14	13

Источник: ИНЭИ РАН

В настоящее время в сочетании с экспортной ориентацией энергетики (вывозится до половины производимых энергоресурсов) инвестиционная нагрузка ТЭК на экономику в несколько раз выше среднемировой: капиталовложения в энергетику составляют 5 % от ВВП России при 1–1,5 % по миру в целом. Экономический спад 2014–2016 гг. дает определенную передышку в инвестиционном процессе в связи со стагнацией внутреннего спроса, однако уже сразу после 2020 г. для поддержания устойчивой работы ТЭК необходимо вывести объемы инвестиций на до-

кризисный уровень в Вероятном сценарии и значительно их увеличить в Благоприятном сценарии (Рисунок 3.25). Источники привлечения этих инвестиций – еще одна большая неопределенность.

**Рисунок 3.25 – Необходимые капиталовложения в энергетический сектор России для трех сценариев**



Источник: ИНЭИ РАН

Предстоящая четверть века будет непростой для российской экономики и энергетики. Серьезные изменения конъюнктуры внешних рынков в сочетании с многочисленными накопившимися проблемами самой российской экономики в целом и ТЭК в частности ставят российский энергетический сектор в достаточно жесткие условия. Даже в Благоприятном сценарии, к сожалению, нельзя считать, что успешно и должными темпами решаются задачи повышения энергетической эффективности национальной экономики, диверсификации структуры и экономической доступности энергоснабжения потребителей, уменьшения затратности топливно-энергетических отраслей и проектов, а особенно – рационального природопользования и защиты окружающей среды.



# ПРИЛОЖЕНИЯ



## Страны и регионы

Таблица П1 – Список стран и регионов

Название региона	Страны региона
<b>Африка</b>	<i>Северная Африка:</i> Алжир, Египет, Ливия, Марокко, Тунис; <i>Центральная Африка:</i> Ангола, Бенин, Буркина-Фасо, Габон, Гамбия, Гана, Гвинея, Гвинея-Бисау, Джибути, ДР Конго, Западная Сахара, Камерун, Кабо-Верде, Кения, Коморос, Конго, Кот д'Ивуар, Либерия, Мавритания, Майотта, Мали, Нигер, Нигерия, Остров Святой Елены, Реюньон, Руанда, Сан-Томе и Принсипи, Сейшельские острова, Сенегал, Сомали, Судан, Сьерра-Леоне, Того, Уганда, Центральноафриканская Республика, Чад, Экваториальная Гвинея, Эритрея, Эфиопия, Южный Судан; <i>Южная Африка:</i> Ботсвана, Замбия, Зимбабве, Лесото, Маврикий, Мадагаскар, Малави, Мозамбик, Намибия, Свазиленд, Танзания, Южно-Африканская Республика
<b>Ближний Восток</b>	Бахрейн, Израиль, Иордания, Ирак, Иран, Йемен, Катар, Кувейт, Ливан, Объединенные Арабские Эмираты, Оман, Саудовская Аравия, Сирия
<b>Европа</b>	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
<b>Развивающиеся страны Азии</b>	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
<b>Развитые страны Азии</b>	Австралия, Корея, Новая Зеландия, Япония
<b>Северная Америка</b>	Канада, Мексика, Соединенные Штаты Америки
<b>СНГ</b>	Азербайджан, Армения, Белоруссия, Грузия, Казахстан, Киргизия, Молдова, Россия, Таджикистан, Туркменистан, Узбекистан, Украина
<b>Южная и Центральная Америка</b>	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

## Список сокращений и обозначений

АБ	- Автомобильный бензин
АК	- Авиационный керосин
АЭС	- Атомная электростанция
<i>Берлинский мандат</i>	- Решения Конференции сторон на саммите в Берлине (COP1, 1995 г.) в рамках РКИК ООН
БСВ	- Ближний и Средний Восток
БТЕ	- Британская тепловая единица
ВИЭ	- Возобновляемые источники энергии
ВЭС	- Ветряная электростанция
ГАЭС	- Гидроаккумулирующая электростанция
ГЭС	- Гидроэлектростанция
ДТ	- Дизельное топливо
<i>Дурбанская платформа</i>	- Решение РКИК ООН на саммите в Дурбане (декабрь 2011 г.) по подготовке нового международного соглашения по проблемам изменения климата и направлениям совместных действий
ЕС	- Европейский Союз (28 стран)
<i>Зеленый налог</i>	- Налоги, взимаемые с целью стимулирования развития возобновляемой энергетики
<i>Карбоноёмкость ВВП</i>	- Выбросы парниковых газов (в т.ч. CO <sub>2</sub> ) на единицу ВВП
КИН	- Коэффициент извлечения нефти
<i>Киотский протокол</i>	- Международное соглашение в рамках РКИК ООН, подписанное в Киото (COP3, 1997 г.)
КИУМ	- Коэффициент использования установленной мощности
<i>Копенгагенское соглашение</i>	- Соглашение в рамках РКИК ООН, подготовлено в рамках Конференции в Копенгагене (COP15, 2009 г.)
КПГ	- Компримированный природный газ
КПД	- Коэффициент полезного действия
КЭС	- Конденсационная электростанция
МЧР	- Механизм чистого развития
НВИЭ	- Новейшие возобновляемые источники энергии, такие как энергия солнца, ветра, приливов, геотермальных источников, волн и пр.
НДПИ	- Налог на добычу полезных ископаемых

<i>НПЗ</i>	- Нефтеперерабатывающий завод
<i>НТП</i>	- Научно-технический прогресс
<i>Парижское соглашение</i>	- Соглашение в рамках Рамочной конвенции ООН об изменении климата, подготовлено в рамках Конференции в Париже (COP21, 2015г.)
<i>ПСО</i>	- Проекты совместного осуществления
<i>ПХГ</i>	- Подземное хранилище газа
<i>СПГ</i>	- Сжиженный природный газ
<i>СУГ</i>	- Сжиженный углеводородный газ
<i>СЭС</i>	- Солнечная электростанция
<i>т у. т.</i>	- Тонна условного топлива
<i>ТЭЦ</i>	- Теплоэлектроцентраль
<i>BESS (Battery Energy Storage System)</i>	- Аккумуляторные батареи большой емкости
<i>CAGR</i>	- Среднегодовой темп роста с учетом сложного процента
<i>CAPEX</i>	- Капитальные затраты
<i>CO<sub>2</sub></i>	- Углекислый газ, составляющий основную долю в объеме парниковых газов
<i>CSP</i>	- Концентрированная солнечная энергия
<i>CTL</i>	- Coal to Liquids, преобразование угольного сырья в жидкие топлива
<i>DESS (Distributed Energy Storage System)</i>	- Распределенные аккумуляторные батареи
<i>Directorate-General for Climate Action</i>	- Генеральный директорат по борьбе с изменением климата
<i>EIA DOE (U.S. Energy Information Administration Department of energy)</i>	- Информационное энергетическое агентство США, подразделение Министерства энергетики США
<i>ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity)</i>	- Европейская сеть системных операторов передачи электроэнергии
<i>ETS</i>	- Система торговли квотами на вредные выбросы
<i>EU ETS</i>	- Система торговли квотами на вредные выбросы ЕС
<i>Eurostat</i>	- Статистическая служба Европейского союза
<i>EPEX</i>	- European Power Exchange, биржевая площадка энергетической торговли в Германии
<i>Feed in tariffs (FIT)</i>	- Льготный тариф для операторов альтернативных источников энергии

<i>Flow batteries (Redox-flow)</i>	- Проточные редокс-аккумуляторы
<i>G20</i>	- Большая «двадцатка»
<i>GTL</i>	- Gas-to-liquids, преобразование природного газа в жидкие топлива
<i>IEA 450</i>	- Сценарий Международного энергетического агентства «450 Scenario»
<i>IEA CP</i>	- Сценарий Международного энергетического агентства «Current policies»
<i>IEA LOP</i>	- Сценарий Международного энергетического агентства «Low Oil Price Scenario»
<i>IEA NP</i>	- Сценарий Международного энергетического агентства «New policies»
<i>IGU (International Gas Union)</i>	- Международный газовый союз
<i>IRENA (International Renewable Energy Agency)</i>	- Международное агентство по возобновляемым источникам энергии
<i>LCOE</i>	- Удельные дисконтированные затраты производства электроэнергии
<i>Li-ion</i>	- Литий-ионные аккумуляторы
<i>OECD (ОЭСР)</i>	- Organisation for Economic Cooperation and Development (Организация экономического сотрудничества и развития)
<i>OPEC (ОПЕК)</i>	- The Organization of the Petroleum Exporting Countries (Организация стран – экспортёров нефти)
<i>OPEX</i>	- Операционные затраты
<i>PJM</i>	- Дерегулированный рынок электроэнергии в США на базе нескольких штатов (Пенсильвания, Нью-Джерси, Мериленд)
<i>ppm</i>	- Миллионная доля
<i>PV</i>	- Солнечная фотоэлектрическая энергия
<i>REN21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century)</i>	- Международное объединение в области альтернативной энергетики
<i>Smart Cities</i>	- Умный город, включающий совокупность информационных и коммуникационных технологий для облегчения управления городскими системами и улучшения качества жизни населения
<i>UCCI (Upstream capital costs index)</i>	- Индекс капитальных затрат
<i>UNEP (United Nations Environment Programme)</i>	- Программа ООН по окружающей среде
<i>United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC)</i>	- Рамочная конвенция ООН об изменении климата (РКИК ООН)
<i>UOCI (Upstream operational costs index)</i>	- Индекс операционных затрат

## Энергетические балансы

### Мир

Рисунок П1 – Потребление первичной энергии по видам топлив по сценариям и его структура в Вероятном сценарии в мире

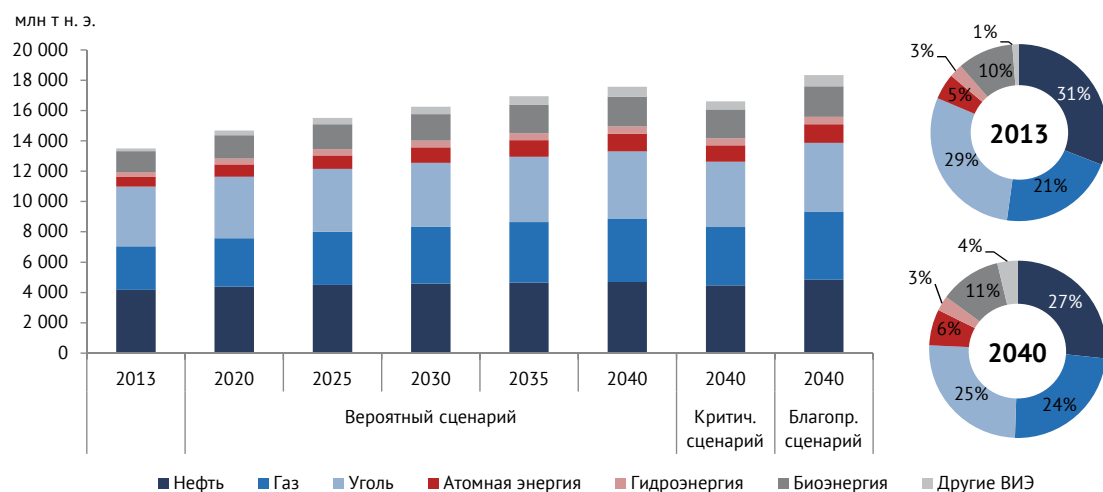


Таблица П2 – Основные показатели развития в мире

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
ВВП (ППС), млрд долл. 2014	105627	132373	154449	177660	201876	226559	188961	258860	2,9 %	2,2 %	3,4 %
Население, млн чел.	7182	7763	8148	8509	8849	9169	9167	9170	0,9 %	0,9 %	0,9 %
Душевой ВВП, долл. 2014/чел.	14708	17052	18955	20878	22813	24710	20613	28228	1,9 %	1,3 %	2,4 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,13	0,11	0,10	0,09	0,08	0,08	0,09	0,07	-1,8 %	-1,4 %	-2,2 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	1,88	1,89	1,90	1,91	1,91	1,92	1,81	2,00	0,1 %	-0,1 %	0,2 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	32510	34264	35464	36368	37313	38272	36278	38860	0,6 %	0,4 %	0,7 %

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

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
Всего	13494	14681	15507	16253	16945	17576	16609	18342	1,0 %	0,8 %	1,1 %
Нефть	4168	4383	4499	4581	4644	4688	4474	4841	0,4 %	0,3 %	0,6 %
Газ	2873	3195	3510	3769	3993	4192	3846	4506	1,4 %	1,1 %	1,7 %
Уголь	3935	4057	4142	4208	4321	4428	4300	4521	0,4 %	0,3 %	0,5 %
Атомная энергия	646	813	893	1014	1092	1157	1084	1231	2,2 %	1,9 %	2,4 %
Гидроэнергия	326	383	413	439	463	484	469	494	1,5 %	1,4 %	1,5 %
Биоэнергия	1380	1539	1643	1746	1855	1970	1898	2008	1,3 %	1,2 %	1,4 %
Другие ВИЭ	164	310	407	495	578	657	537	742	5,3 %	4,5 %	5,7 %

Таблица П4 – Генерация электроэнергии в мире, ТВт·ч

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
Всего	23313	27423	30215	32790	35125	37217	34212	39832	1,7 %	1,4 %	2,0 %
Нефть	1039	935	878	827	779	733	677	773	-1,3 %	-1,6 %	-1,1 %
Газ	5071	5977	6870	7697	8604	9506	8999	9935	2,4 %	2,1 %	2,5 %
Уголь	9599	10454	11002	11343	11567	11598	10484	12790	0,7 %	0,3 %	1,1 %
Атомная энергия	2478	3117	3423	3886	4184	4433	4154	4718	2,2 %	1,9 %	2,4 %
Гидроэнергия	3790	4455	4810	5124	5395	5629	5457	5715	1,5 %	1,4 %	1,5 %
Биоэнергия	461	553	628	713	812	930	902	958	2,6 %	2,5 %	2,7 %
Другие ВИЭ	875	1933	2604	3201	3784	4387	3538	4942	6,2 %	5,3 %	6,6 %

Источник: ИЭИ РАН

## Северная Америка

Рисунок П2 – Потребление первичной энергии по видам топлив по сценариям и его структура в Вероятном сценарии в Северной Америке

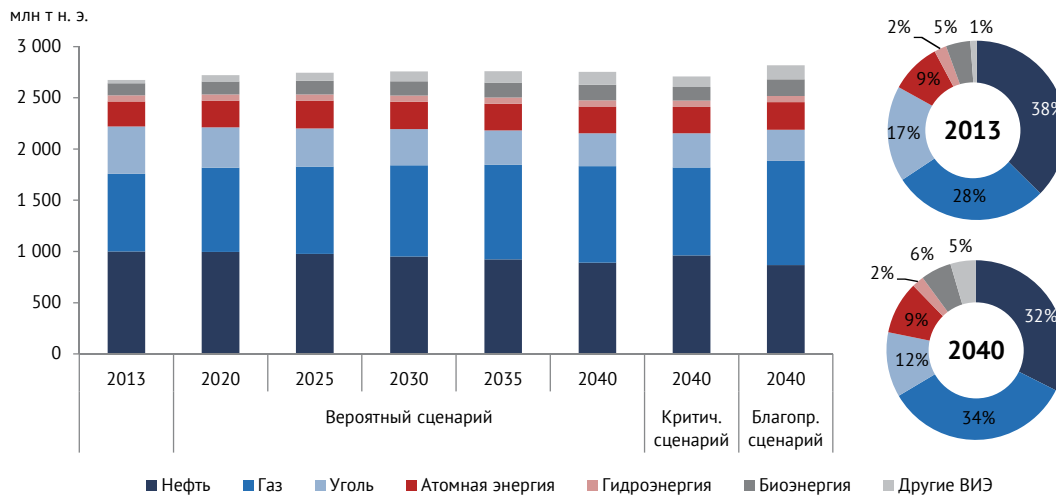


Таблица П5 – Основные показатели развития в Северной Америке

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
ВВП (ППС), млрд долл. 2014	20731	24462	27341	30313	33367	36496	32171	39355	2,1 %	1,6 %	2,4 %
Население, млн чел.	476	506	526	544	560	574	574	574	0,7 %	0,7 %	0,7 %
Душевой ВВП, долл. 2014/чел.	43542	48346	51972	55694	59564	63580	56045	68561	1,4 %	0,9 %	1,7 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,13	0,11	0,10	0,09	0,08	0,08	0,08	0,07	-2,0 %	-1,6 %	-2,2 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	5,62	5,38	5,22	5,07	4,93	4,80	4,72	4,91	-0,6 %	-0,6 %	-0,5 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	6132	6011	5937	5877	5805	5704	5697	5664	-0,3 %	-0,3 %	-0,3 %

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

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
Всего	2674	2721	2744	2757	2760	2754	2709	2817	0,1 %	0,0 %	0,2 %
Нефть	1000	997	977	951	923	892	962	868	-0,4 %	-0,1 %	-0,5 %
Газ	758	821	851	890	922	940	858	1016	0,8 %	0,5 %	1,1 %
Уголь	462	395	374	355	337	321	333	304	-1,3 %	-1,2 %	-1,5 %
Атомная энергия	244	261	272	267	261	262	257	269	0,3 %	0,2 %	0,4 %
Гидроэнергия	59	59	60	60	60	61	61	61	0,1 %	0,1 %	0,1 %
Биоэнергия	120	126	133	140	146	152	133	163	0,9 %	0,4 %	1,2 %
Другие ВИЭ	31	62	79	95	111	126	104	136	5,3 %	4,6 %	5,6 %

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

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
Всего	5236	5536	5768	5980	6170	6338	5919	6614	0,7 %	0,5 %	0,9 %
Нефть	92	74	63	54	45	38	36	40	-3,2 %	-3,4 %	-3,0 %
Газ	1391	1558	1710	1882	2053	2200	2071	2300	1,7 %	1,5 %	1,9 %
Уголь	1810	1650	1562	1487	1406	1292	1220	1352	-1,2 %	-1,5 %	-1,1 %
Атомная энергия	937	1002	1041	1023	998	1002	986	1032	0,3 %	0,2 %	0,4 %
Гидроэнергия	691	688	692	697	702	707	705	707	0,1 %	0,1 %	0,1 %
Биоэнергия	85	99	109	121	133	147	130	149	2,1 %	1,6 %	2,1 %
Другие ВИЭ	230	466	590	717	832	951	771	1035	5,4 %	4,6 %	5,7 %

Источник: ИНЭИ РАН

США

Рисунок ПЗ – Потребление первичной энергии по видам топлив по сценариям и его структура в Вероятном сценарии в США

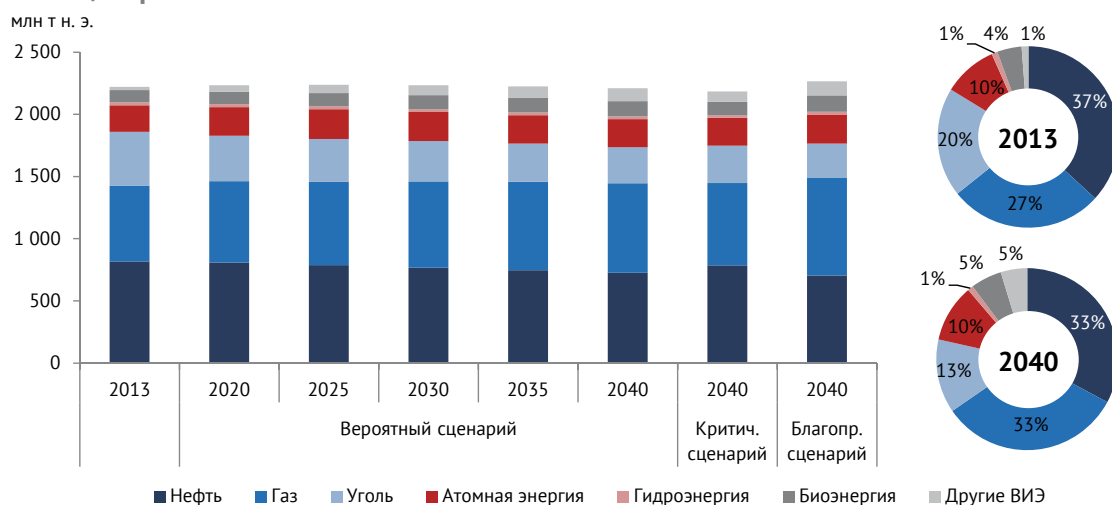


Таблица П8 – Основные показатели развития в США

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
ВВП (ППС), млрд долл. 2014	17069	20192	22582	25091	27728	30495	26788	32950	2,2 %	1,7 %	2,5 %
Население, млн чел.	317	334	345	356	365	374	374	374	0,6 %	0,6 %	0,6 %
Душевой ВВП, долл. 2014/чел.	53823	60537	65438	70527	75910	81589	71671	88157	1,6 %	1,1 %	1,8 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,13	0,11	0,10	0,09	0,08	0,07	0,08	0,07	-2,1 %	-1,7 %	-2,3 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	7,00	6,70	6,48	6,28	6,09	5,91	5,84	6,06	-0,6 %	-0,7 %	-0,5 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	5196	5019	4911	4828	4744	4640	4680	4628	-0,4 %	-0,4 %	-0,4 %

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

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
Всего	2220	2235	2238	2234	2224	2210	2183	2265	0,0 %	-0,1 %	0,1 %
Нефть	817	808	788	767	747	726	785	703	-0,4 %	-0,1 %	-0,6 %
Газ	610	654	669	693	712	719	663	788	0,6 %	0,3 %	1,0 %
Уголь	432	366	345	325	307	290	300	274	-1,5 %	-1,3 %	-1,7 %
Атомная энергия	214	231	240	235	227	227	224	234	0,2 %	0,2 %	0,3 %
Гидроэнергия	23	23	23	23	22	22	22	22	-0,2 %	-0,2 %	-0,2 %
Биоэнергия	97	101	106	112	117	122	106	131	0,8 %	0,3 %	1,1 %
Другие ВИЭ	26	52	66	80	92	104	84	112	5,2 %	4,4 %	5,6 %

Таблица П10 – Генерация электроэнергии в США, ТВт·ч

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
Всего	4287	4503	4668	4817	4952	5072	4717	5307	0,6 %	0,4 %	0,8 %
Нефть	37	25	18	14	10	7	7	8	-5,7 %	-6,0 %	-5,6 %
Газ	1158	1261	1364	1498	1646	1782	1686	1863	1,6 %	1,4 %	1,8 %
Уголь	1712	1557	1480	1415	1341	1234	1168	1290	-1,2 %	-1,4 %	-1,0 %
Атомная энергия	822	886	921	899	869	870	858	896	0,2 %	0,2 %	0,3 %
Гидроэнергия	271	267	264	262	259	257	256	257	-0,2 %	-0,2 %	-0,2 %
Биоэнергия	78	88	95	103	111	120	103	121	1,6 %	1,0 %	1,6 %
Другие ВИЭ	208	420	525	627	715	801	639	872	5,1 %	4,2 %	5,4 %

Источник: ИНЭИ РАН



## Южная и Центральная Америка

Рисунок П4 – Потребление первичной энергии по видам топлив по сценариям и его структура в Вероятном сценарии в Южной и Центральной Америке

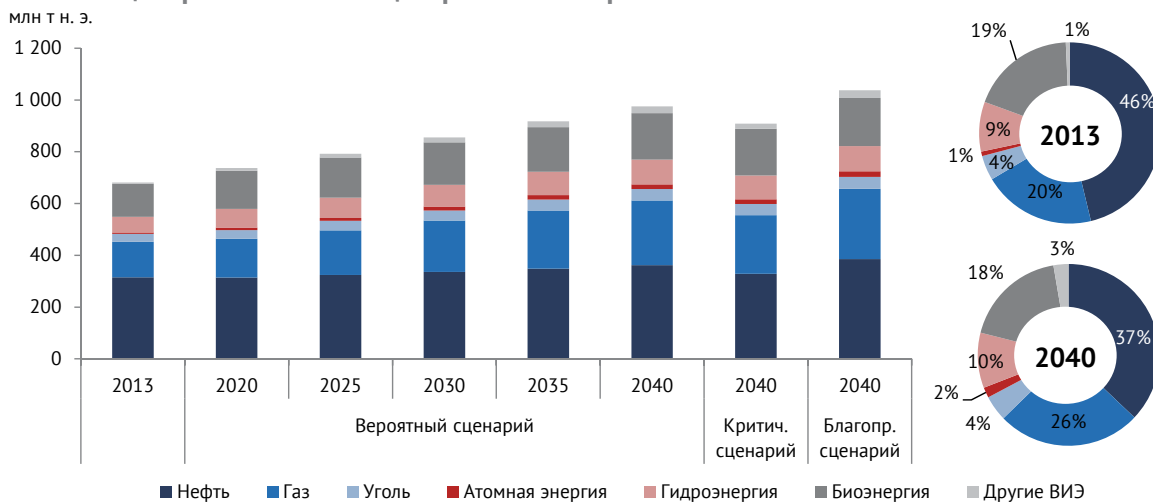


Таблица П11 – Основные показатели развития в Южной и Центральной Америке

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
ВВП (ППС), млрд долл. 2014	7175	7597	8554	9586	10615	11596	10150	12562	1,8 %	1,3 %	2,1 %
Население, млн чел.	497	532	554	573	589	603	603	603	0,7 %	0,7 %	0,7 %
Душевой ВВП, долл. 2014/чел.	14434	14289	15450	16732	18012	19240	16840	20842	1,1 %	0,6 %	1,4 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,09	0,10	0,09	0,09	0,09	0,08	0,09	0,08	-0,4 %	-0,2 %	-0,5 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	1,37	1,39	1,43	1,49	1,56	1,62	1,51	1,72	0,6 %	0,4 %	0,9 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	1266	1305	1395	1496	1602	1704	1532	1790	1,1 %	0,7 %	1,3 %

Таблица П12 – Потребление первичных энергоресурсов в Южной и Центральной Америке, млн т н. э.

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
Всего	681	737	792	855	917	975	908	1038	1,3 %	1,1 %	1,6 %
Нефть	315	314	324	336	349	362	329	386	0,5 %	0,2 %	0,8 %
Газ	138	150	172	198	225	250	226	271	2,2 %	1,9 %	2,6 %
Уголь	30	34	37	39	42	45	43	45	1,4 %	1,3 %	1,5 %
Атомная энергия	5	9	11	15	18	18	18	22	4,5 %	4,5 %	5,4 %
Гидроэнергия	60	72	78	84	90	96	92	97	1,7 %	1,6 %	1,8 %
Биоэнергия	128	147	155	164	172	180	181	186	1,3 %	1,3 %	1,4 %
Другие ВИЭ	5	11	15	19	23	26	19	30	6,5 %	5,4 %	7,1 %

Таблица П13 – Генерация электроэнергии в Южной и Центральной Америке, ТВт·ч

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
Всего	1256	1411	1577	1747	1914	2071	1962	2144	1,9 %	1,7 %	2,0 %
Нефть	162	139	127	115	103	91	86	95	-2,1 %	-2,3 %	-2,0 %
Газ	233	225	280	335	395	453	439	454	2,5 %	2,4 %	2,5 %
Уголь	67	52	59	59	57	55	52	55	-0,7 %	-0,9 %	-0,7 %
Атомная энергия	21	36	42	58	68	69	69	85	4,5 %	4,5 %	5,4 %
Гидроэнергия	702	835	906	976	1044	1111	1070	1132	1,7 %	1,6 %	1,8 %
Биоэнергия	57	78	93	111	132	156	158	155	3,8 %	3,8 %	3,8 %
Другие ВИЭ	14	46	70	93	115	137	89	167	8,8 %	7,1 %	9,6 %

Источник: ИНЭИ РАН

Европа

Рисунок П5 – Потребление первичной энергии по видам топлив по сценариям и его структура в Вероятном сценарии в Европе

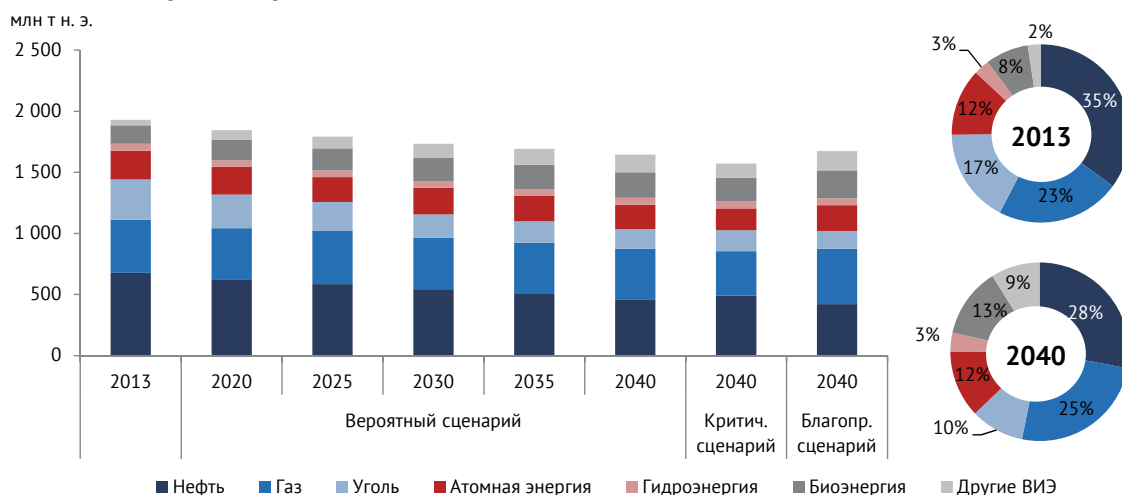


Таблица П14 – Основные показатели развития в Европе

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
ВВП (ППС), млрд долл. 2014	20897	23784	25757	27620	29358	30928	28407	32555	1,5 %	1,1 %	1,7 %
Население, млн чел.	613	623	628	631	633	633	633	633	0,1 %	0,1 %	0,1 %
Душевой ВВП, долл. 2014/чел.	34092	38155	41039	43792	46416	48875	44892	51446	1,3 %	1,0 %	1,5 %
Энергоемкость ВВП, т н.э./тыс. долл.	0,09	0,08	0,07	0,06	0,06	0,05	0,06	0,05	-2,0 %	-1,9 %	-2,1 %
Душевое энергопотребление, т н.э./чел.	3,15	2,96	2,85	2,75	2,68	2,60	2,48	2,64	-0,7 %	-0,9 %	-0,6 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	4043	3655	3439	3119	2945	2763	2757	2660	-1,4 %	-1,4 %	-1,5 %

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

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
Всего	1930	1846	1792	1734	1692	1646	1571	1673	-0,6 %	-0,8 %	-0,5 %
Нефть	677	625	584	544	504	460	492	422	-1,4 %	-1,2 %	-1,7 %
Газ	435	419	436	422	421	415	362	454	-0,2 %	-0,7 %	0,2 %
Уголь	331	275	238	190	174	160	171	146	-2,7 %	-2,4 %	-3,0 %
Атомная энергия	235	228	203	218	207	199	180	210	-0,6 %	-1,0 %	-0,4 %
Гидроэнергия	55	53	54	55	56	57	56	57	0,1 %	0,1 %	0,1 %
Биоэнергия	151	169	181	191	200	209	194	229	1,2 %	0,9 %	1,5 %
Другие ВИЭ	46	78	96	114	130	146	116	157	4,4 %	3,5 %	4,7 %

Таблица П16 – Генерация электроэнергии в Европе, ТВт·ч

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
Всего	3770	3822	3889	3963	3993	4008	3798	4141	0,2 %	0,0 %	0,3 %
Нефть	75	50	41	34	29	25	24	26	-4,0 %	-4,1 %	-3,9 %
Газ	617	738	810	800	837	854	934	877	1,2 %	1,5 %	1,3 %
Уголь	1008	743	686	583	488	391	399	393	-3,4 %	-3,4 %	-3,4 %
Атомная энергия	903	872	779	836	793	762	688	803	-0,6 %	-1,0 %	-0,4 %
Гидроэнергия	638	613	625	637	649	661	655	662	0,1 %	0,1 %	0,1 %
Биоэнергия	182	202	212	221	228	233	220	249	0,9 %	0,7 %	1,2 %
Другие ВИЭ	347	604	736	853	969	1082	878	1131	4,3 %	3,5 %	4,5 %

Источник: ИНЭИ РАН

## Страны ЕС-28

Рисунок П6 – Потребление первичной энергии по видам топлив по сценариям и его структура в Вероятном сценарии в ЕС-28

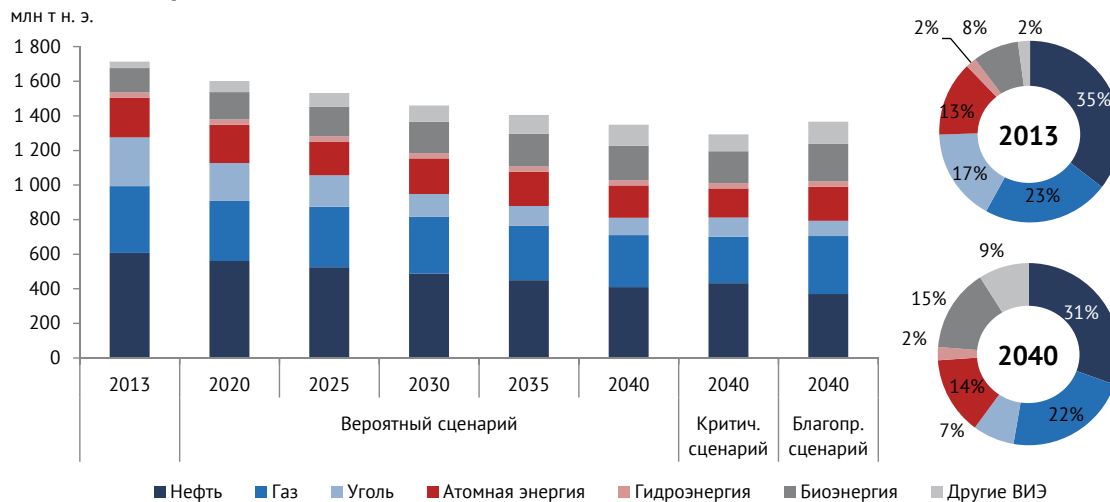


Таблица П17 – Основные показатели развития в ЕС-28

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
ВВП (ППС), млрд долл. 2014	18386	20752	22328	23803	25176	26415	24436	27681	1,4 %	1,1 %	1,5 %
Население, млн чел.	505	508	510	510	509	507	507	507	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Душевой ВВП, долл. 2014/чел.	36422	40811	43793	46682	49469	52099	48195	54597	1,3 %	1,0 %	1,5 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,09	0,08	0,07	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05	-2,2 %	-2,1 %	-2,3 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	3,39	3,15	3,01	2,86	2,76	2,66	2,55	2,70	-0,9 %	-1,1 %	-0,8 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	3563	3113	2873	2542	2344	2151	2175	2047	-1,9 %	-1,8 %	-2,0 %

Таблица П18 – Потребление первичных энергоресурсов в ЕС-28, млн т н. э.

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
Всего	1714	1602	1533	1460	1405	1349	1293	1367	-0,9 %	-1,0 %	-0,8 %
Нефть	607	561	524	487	450	410	433	370	-1,4 %	-1,2 %	-1,8 %
Газ	387	347	351	329	314	301	268	336	-0,9 %	-1,3 %	-0,5 %
Уголь	282	219	181	132	115	100	112	87	-3,8 %	-3,4 %	-4,3 %
Атомная энергия	229	221	196	206	197	187	167	197	-0,7 %	-1,1 %	-0,5 %
Гидроэнергия	32	30	31	31	31	32	31	32	0,0 %	-0,1 %	0,0 %
Биоэнергия	140	159	170	181	190	199	184	218	1,3 %	1,0 %	1,6 %
Другие ВИЭ	37	64	80	94	108	121	98	127	4,5 %	3,7 %	4,7 %

Таблица П19 – Генерация электроэнергии в ЕС-28, ТВт·ч

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
Всего	3229	3201	3208	3223	3197	3162	3004	3256	-0,1 %	-0,3 %	0,0 %
Нефть	73	49	40	34	29	25	24	26	-3,9 %	-4,1 %	-3,8 %
Газ	507	574	617	587	581	572	647	575	0,4 %	0,9 %	0,5 %
Уголь	893	621	566	470	380	293	308	291	-4,0 %	-3,9 %	-4,1 %
Атомная энергия	877	848	751	789	756	715	642	756	-0,8 %	-1,1 %	-0,5 %
Гидроэнергия	371	351	355	359	364	368	365	368	0,0 %	-0,1 %	0,0 %
Биоэнергия	178	197	208	216	223	228	215	244	0,9 %	0,7 %	1,2 %
Другие ВИЭ	330	560	671	768	866	961	802	996	4,0 %	3,3 %	4,2 %

Источник: ИНЭИ РАН

СНГ

Рисунок П7 – Потребление первичной энергии по видам топлив по сценариям и его структура в Вероятном сценарии в СНГ

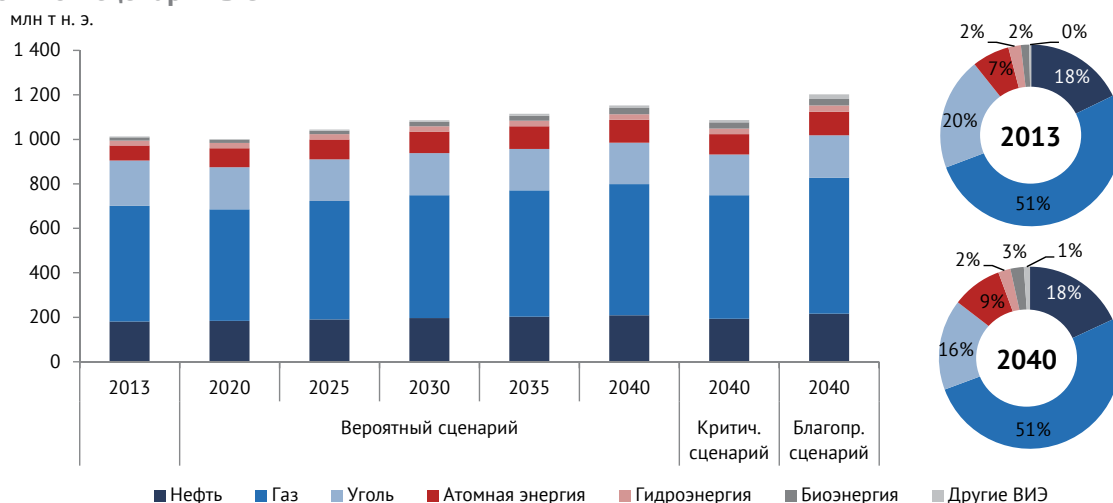


Таблица П20 – Основные показатели развития в СНГ

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
ВВП (ППС), млрд долл. 2014	5276	5609	6405	7249	8140	9059	7762	10839	2,0 %	1,4 %	2,7 %
Население, млн чел.	284	294	296	297	297	296	294	298	0,2 %	0,1 %	0,2 %
Душевой ВВП, долл. 2014/чел.	18577	19096	21607	24380	27408	30587	26376	36424	1,9 %	1,3 %	2,5 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,19	0,18	0,16	0,15	0,14	0,13	0,14	0,11	-1,5 %	-1,2 %	-2,0 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	3,57	3,41	3,52	3,65	3,76	3,89	3,69	4,04	0,3 %	0,1 %	0,5 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	2431	2345	2416	2473	2508	2575	2462	2700	0,2 %	0,0 %	0,4 %

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

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
Всего	1013	1001	1045	1086	1116	1153	1087	1202	0,5 %	0,3 %	0,6 %
Нефть	180	184	190	196	202	209	193	217	0,5 %	0,3 %	0,7 %
Газ	521	501	533	553	568	590	556	611	0,5 %	0,2 %	0,6 %
Уголь	203	190	188	189	186	186	183	191	-0,3 %	-0,4 %	-0,2 %
Атомная энергия	67	85	90	98	102	103	91	106	1,6 %	1,1 %	1,7 %
Гидроэнергия	22	23	23	24	25	26	26	28	0,5 %	0,5 %	0,9 %
Биоэнергия	15	15	16	19	22	27	27	29	2,2 %	2,3 %	2,5 %
Другие ВИЭ	4	3	5	7	9	12	11	20	4,7 %	4,3 %	6,7 %

Таблица П22 – Генерация электроэнергии в СНГ, ТВт·ч

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
Всего	1536	1582	1686	1778	1873	1959	1825	2122	0,9 %	0,6 %	1,2 %
Нефть	10	6	4	3	2	2	2	2	-6,4 %	-6,6 %	-6,0 %
Газ	670	651	699	731	757	779	726	880	0,6 %	0,3 %	1,0 %
Уголь	323	290	291	282	292	303	281	331	-0,2 %	-0,5 %	0,1 %
Атомная энергия	258	327	343	374	392	393	349	407	1,6 %	1,1 %	1,7 %
Гидроэнергия	257	273	286	294	303	304	303	304	0,6 %	0,6 %	0,6 %
Биоэнергия	3	3	4	6	7	10	10	11	4,2 %	4,3 %	4,6 %
Другие ВИЭ	14	31	59	88	120	168	154	187	9,7 %	9,4 %	10,2 %

Источник: ИНЭИ РАН

## Россия

Рисунок П8 – Потребление первичной энергии по видам топлив по сценариям и его структура в Вероятном сценарии в России

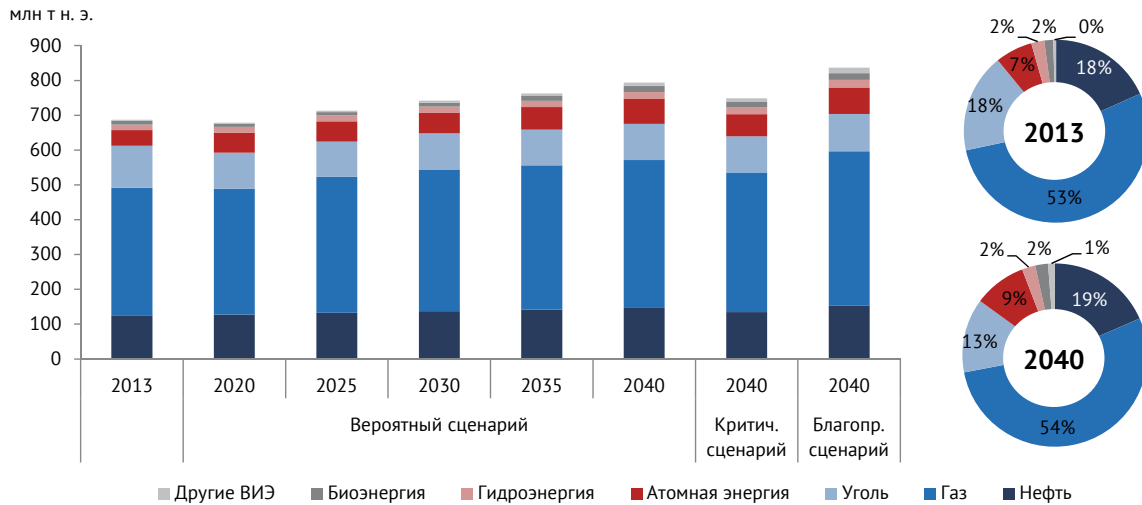


Таблица П23 – Основные показатели развития в России

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
ВВП (ППС), млрд долл. 2014	3796	3927	4415	4939	5519	6152	5311	7618	1,8 %	1,3 %	2,6 %
Население, млн чел.	143	148	148	147	146	145	143	146	0,0 %	0,0 %	0,1 %
Душевой ВВП, долл. 2014/чел.	26459	26543	29898	33627	37829	42420	37246	52213	1,8 %	1,3 %	2,5 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,18	0,17	0,16	0,15	0,14	0,13	0,14	0,11	-1,2 %	-0,9 %	-1,8 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	4,79	4,59	4,83	5,05	5,23	5,47	5,25	5,73	0,5 %	0,3 %	0,7 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	1621	1550	1618	1671	1691	1733	1666	1848	0,2 %	0,1 %	0,5 %

Таблица П24 – Потребление первичных энергоресурсов в России, млн т н. э.

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
Всего	687	678	713	742	763	794	749	837	0,5 %	0,3 %	0,7 %
Нефть	126	128	132	137	142	147	135	154	0,6 %	0,3 %	0,8 %
Газ	367	361	390	407	415	425	401	443	0,5 %	0,3 %	0,7 %
Уголь	120	104	102	104	102	104	104	107	-0,5 %	-0,6 %	-0,4 %
Атомная энергия	45	58	58	60	65	73	64	77	1,8 %	1,3 %	2,0 %
Гидроэнергия	16	17	17	17	18	19	19	21	0,6 %	0,6 %	1,1 %
Биоэнергия	11	9	9	11	14	18	18	20	1,9 %	1,9 %	2,3 %
Другие ВИЭ	3	3	4	6	7	9	9	16	3,8 %	3,8 %	5,8 %

Таблица П25 – Генерация электроэнергии в России, ТВт·ч

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
Всего	1058	1099	1170	1235	1310	1380	1290	1510	1,0 %	0,7 %	1,3 %
Нефть	9	5	4	3	2	2	1	2	-6,1 %	-6,3 %	-5,7 %
Газ	518	498	533	561	582	586	543	679	0,5 %	0,2 %	1,0 %
Уголь	162	147	150	151	149	143	132	165	-0,5 %	-0,7 %	0,1 %
Атомная энергия	173	221	223	229	250	280	245	294	1,8 %	1,3 %	2,0 %
Гидроэнергия	181	198	208	215	222	222	222	222	0,8 %	0,8 %	0,8 %
Биоэнергия	3	3	3	4	6	8	8	9	3,9 %	4,0 %	4,4 %
Другие ВИЭ	12	26	49	72	99	139	138	139	9,3 %	9,3 %	9,4 %

Источник: ИНЭИ РАН

Развитые страны Азии

Рисунок П9 – Потребление первичной энергии по видам топлив по сценариям и его структура в Вероятном сценарии в развитых странах Азии

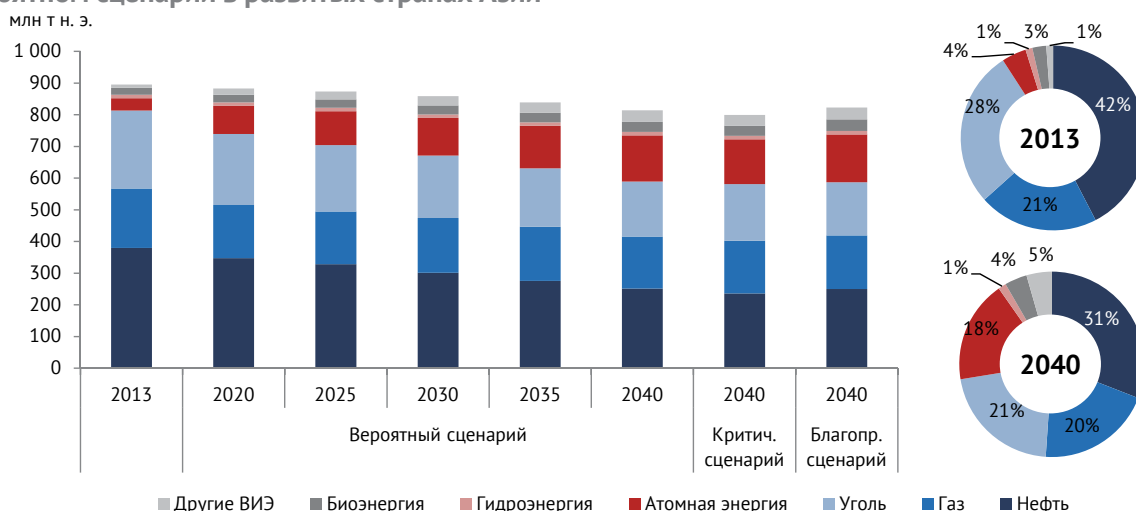


Таблица П26 – Основные показатели развития в развитых странах Азии

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
ВВП (ППС), млрд долл. 2014	7716	8450	9024	9552	10027	10436	9735	10890	1,1 %	0,9 %	1,3 %
Население, млн чел.	205	207	207	206	205	203	203	203	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Душевой ВВП, долл. 2014/чел.	37718	40899	43630	46315	48952	51509	48049	53749	1,2 %	0,9 %	1,3 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,12	0,10	0,10	0,09	0,08	0,08	0,08	0,08	-1,5 %	-1,3 %	-1,6 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	4,38	4,27	4,22	4,16	4,10	4,02	3,95	4,06	-0,3 %	-0,4 %	-0,3 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	2369	2154	2039	1927	1803	1684	1676	1675	-1,3 %	-1,3 %	-1,3 %

Таблица П27 – Потребление первичных энергоресурсов в развитых странах Азии, млн т н. э.

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
Всего	896	883	874	859	839	814	800	823	-0,4 %	-0,4 %	-0,3 %
Нефть	380	348	328	302	276	252	236	250	-1,5 %	-1,8 %	-1,5 %
Газ	188	168	166	173	170	164	167	169	-0,5 %	-0,4 %	-0,4 %
Уголь	246	224	210	197	185	174	178	167	-1,3 %	-1,2 %	-1,4 %
Атомная энергия	39	89	107	119	134	145	141	151	5,0 %	4,9 %	5,2 %
Гидроэнергия	11	11	11	11	11	11	11	11	0,1 %	0,1 %	0,1 %
Биоэнергия	22	24	27	29	31	32	33	36	1,4 %	1,5 %	1,9 %
Другие ВИЭ	11	20	25	29	33	36	33	37	4,7 %	4,4 %	4,8 %

Таблица П28 – Генерация электроэнергии в развитых странах Азии, ТВт·ч

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
Всего	1868	2018	2104	2176	2232	2271	2175	2333	0,7 %	0,6 %	0,8 %
Нефть	175	114	85	63	46	34	33	34	-5,9 %	-5,9 %	-5,8 %
Газ	608	593	609	635	648	651	622	661	0,3 %	0,1 %	0,3 %
Уголь	723	674	658	642	612	582	550	590	-0,8 %	-1,0 %	-0,8 %
Атомная энергия	148	341	410	457	513	556	541	580	5,0 %	4,9 %	5,2 %
Гидроэнергия	124	125	126	127	128	129	128	129	0,1 %	0,1 %	0,1 %
Биоэнергия	45	50	57	64	70	76	78	86	2,0 %	2,0 %	2,4 %
Другие ВИЭ	46	121	160	189	216	243	222	253	6,4 %	6,1 %	6,6 %

Источник: ИНЭИ РАН

## Развивающиеся страны Азии

Рисунок П10 – Потребление первичной энергии по видам топлив по сценариям и его структура в Вероятном сценарии в развивающихся странах Азии

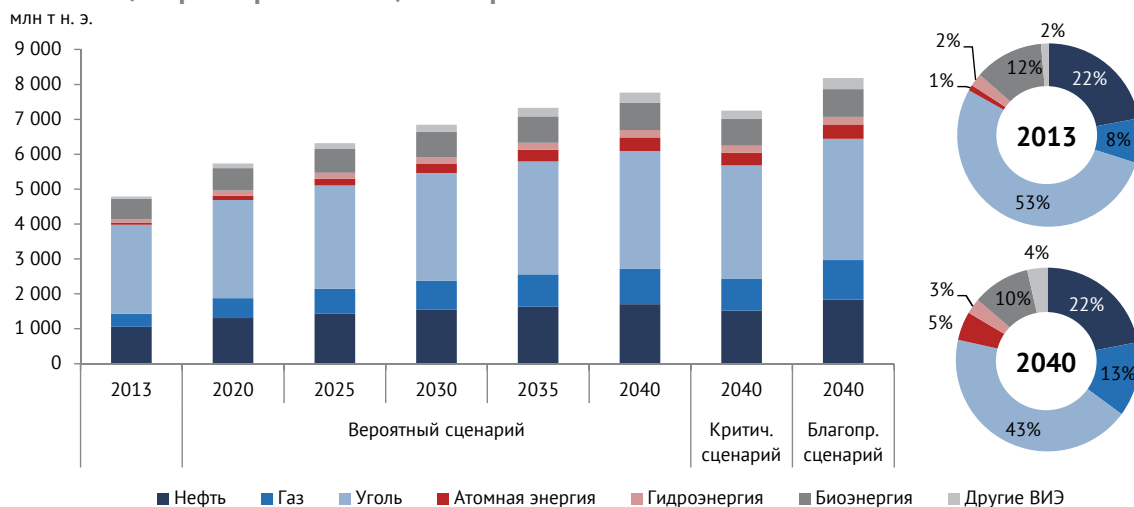


Таблица П29 – Основные показатели развития в развивающихся странах Азии

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
ВВП (ППС), млрд долл. 2014	33158	49254	61986	75610	90062	104929	81423	126886	4,4 %	3,4 %	5,1 %
Население, млн чел.	3749	4000	4150	4275	4377	4457	4457	4457	0,6 %	0,6 %	0,6 %
Душевой ВВП, долл. 2014/чел.	8846	12315	14937	17687	20574	23540	18267	28466	3,7 %	2,7 %	4,4 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,14	0,12	0,10	0,09	0,08	0,07	0,09	0,06	-2,4 %	-1,8 %	-2,9 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	1,28	1,43	1,52	1,60	1,67	1,74	1,63	1,83	1,2 %	0,9 %	1,3 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	13307	15402	16514	17431	18286	19179	17931	19667	1,4 %	1,1 %	1,5 %

Таблица П30 – Потребление первичных энергоресурсов в развивающихся странах Азии, млн т н. э.

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
Всего	4790	5731	6319	6847	7329	7762	7250	8179	1,8 %	1,5 %	2,0 %
Нефть	1055	1310	1437	1543	1631	1705	1518	1838	1,8 %	1,4 %	2,1 %
Газ	378	566	710	832	929	1020	921	1131	3,7 %	3,4 %	4,1 %
Уголь	2548	2813	2959	3089	3232	3366	3244	3471	1,0 %	0,9 %	1,2 %
Атомная энергия	50	125	193	271	338	390	362	415	7,9 %	7,6 %	8,1 %
Гидроэнергия	106	150	169	186	199	209	200	214	2,5 %	2,4 %	2,6 %
Биоэнергия	586	641	679	718	756	794	770	799	1,1 %	1,0 %	1,2 %
Другие ВИЭ	65	127	171	209	245	278	235	312	5,5 %	4,9 %	6,0 %

Таблица П31 – Генерация электроэнергии в развивающихся странах Азии, ТВт·ч

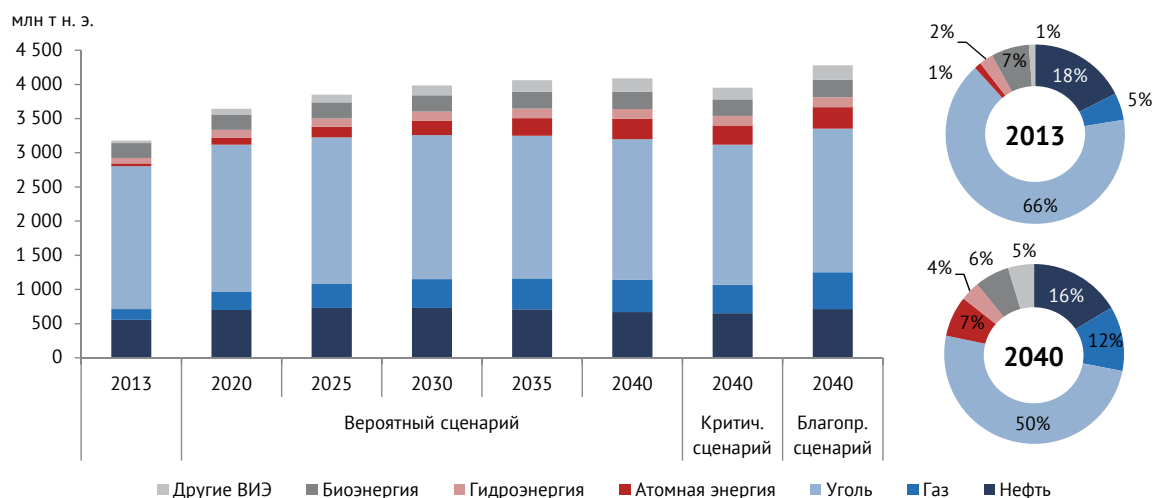
	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
Всего	7904	10810	12557	14110	15486	16672	14920	18382	2,8 %	2,4 %	3,2 %
Нефть	134	130	125	119	112	105	91	114	-0,9 %	-1,4 %	-0,6 %
Газ	659	982	1259	1540	1869	2242	1965	2497	4,6 %	4,1 %	5,1 %
Уголь	5378	6730	7403	7919	8283	8482	7519	9555	1,7 %	1,2 %	2,2 %
Атомная энергия	192	478	740	1038	1296	1494	1388	1590	7,9 %	7,6 %	8,1 %
Гидроэнергия	1237	1742	1967	2158	2310	2433	2328	2487	2,5 %	2,4 %	2,6 %
Биоэнергия	87	117	147	183	229	287	285	286	4,5 %	4,5 %	4,5 %
Другие ВИЭ	217	631	916	1152	1387	1630	1342	1852	7,8 %	7,0 %	8,3 %

Источник: ИНЭИ РАН



*Китай*

**Рисунок П11 – Потребление первичной энергии по видам топлив по сценариям и его структура в Вероятном сценарии в Китае**



**Таблица П32 – Основные показатели развития в Китае**

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
ВВП (ППС), млрд долл. 2014	16821	25239	30879	36327	41530	46220	37112	57443	3,8 %	3,0 %	4,7 %
Население, млн чел.	1370	1411	1423	1424	1417	1404	1404	1404	0,1 %	0,1 %	0,1 %
Душевой ВВП, долл. 2014/чел.	12276	17887	21695	25507	29306	32929	26440	40926	3,7 %	2,9 %	4,6 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,19	0,14	0,12	0,11	0,10	0,09	0,11	0,07	-2,8 %	-2,1 %	-3,4 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	2,32	2,58	2,71	2,80	2,87	2,91	2,81	3,05	0,8 %	0,7 %	1,0 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	9752	10599	10755	10692	10540	10369	10067	10215	0,2 %	0,1 %	0,2 %

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

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
Всего	3179	3645	3852	3984	4061	4087	3951	4279	0,9 %	0,8 %	1,1 %
Нефть	557	701	729	730	709	671	651	713	0,7 %	0,6 %	0,9 %
Газ	155	271	358	420	454	474	416	541	4,2 %	3,7 %	4,7 %
Уголь	2093	2148	2139	2107	2085	2054	2050	2098	-0,1 %	-0,1 %	0,0 %
Атомная энергия	40	102	153	210	259	299	282	315	7,7 %	7,5 %	7,9 %
Гидроэнергия	79	114	126	134	140	143	139	146	2,3 %	2,1 %	2,3 %
Биоэнергия	217	226	233	240	247	253	244	256	0,6 %	0,4 %	0,6 %
Другие ВИЭ	37	83	115	142	168	192	168	211	6,3 %	5,8 %	6,7 %

**Таблица П34 – Генерация электроэнергии в Китае, ТВт·ч**

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
Всего	5710	7732	8743	9506	10052	10388	9567	11400	2,2 %	1,9 %	2,6 %
Нефть	14	13	12	10	8	7	6	7	-2,9 %	-3,2 %	-2,5 %
Газ	175	293	396	516	654	808	736	913	5,8 %	5,5 %	6,3 %
Уголь	4241	5145	5501	5651	5618	5405	4925	6108	0,9 %	0,6 %	1,4 %
Атомная энергия	153	389	585	805	994	1147	1080	1207	7,7 %	7,5 %	7,9 %
Гидроэнергия	915	1323	1462	1561	1628	1668	1622	1692	2,3 %	2,1 %	2,3 %
Биоэнергия	54	68	81	96	114	135	132	135	3,5 %	3,4 %	3,5 %
Другие ВИЭ	159	500	707	866	1036	1219	1067	1338	7,8 %	7,3 %	8,2 %

Источник: ИНЭИ РАН

## Индия

Рисунок П12 – Потребление первичной энергии по видам топлив по сценариям и его структура в Вероятном сценарии в Индии

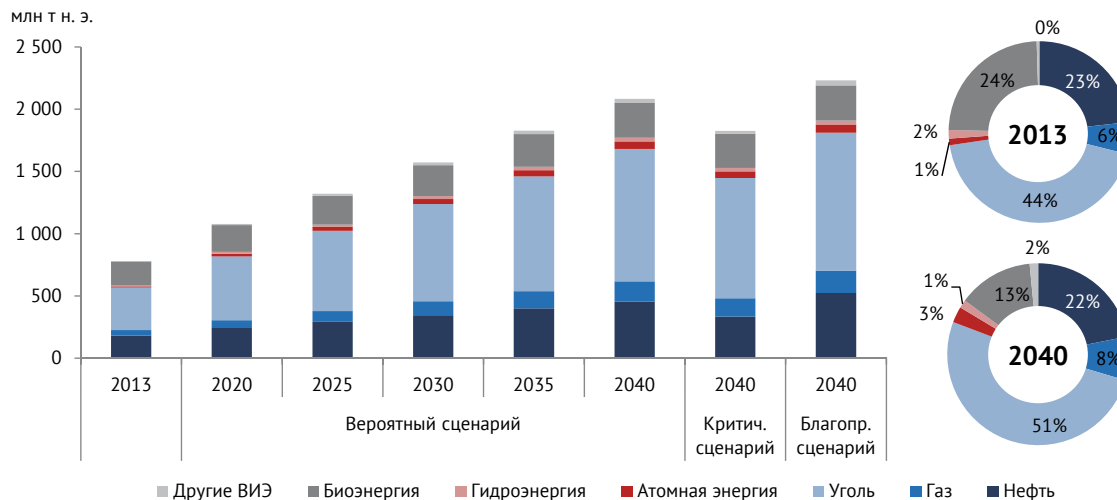


Таблица П35 – Основные показатели развития в Индии

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
ВВП (ППС), млрд долл. 2014	6851	11141	15172	19832	25070	30747	22359	37145	5,7 %	4,5 %	6,5 %
Население, млн чел.	1279	1389	1462	1528	1585	1634	1634	1634	0,9 %	0,9 %	0,9 %
Душевой ВВП, долл. 2014/чел.	5354	8021	10380	12982	15813	18820	13686	22736	4,8 %	3,5 %	5,5 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,11	0,10	0,09	0,08	0,07	0,07	0,08	0,06	-1,9 %	-1,2 %	-2,3 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	0,61	0,78	0,90	1,03	1,15	1,27	1,12	1,37	2,8 %	2,3 %	3,0 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	1875	2727	3386	4063	4753	5475	4778	5913	4,0 %	3,5 %	4,3 %

Таблица П36 – Потребление первичных энергоресурсов в Индии, млн т н. э.

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
Всего	780	1078	1320	1572	1828	2083	1825	2232	3,7 %	3,2 %	4,0 %
Нефть	181	241	291	344	399	455	333	524	3,5 %	2,3 %	4,0 %
Газ	44	62	86	112	138	162	147	179	4,9 %	4,5 %	5,3 %
Уголь	341	514	645	781	923	1064	967	1108	4,3 %	3,9 %	4,5 %
Атомная энергия	9	21	31	41	51	60	53	67	7,3 %	6,8 %	7,8 %
Гидроэнергия	12	16	19	23	27	30	27	31	3,4 %	3,0 %	3,5 %
Биоэнергия	188	214	231	248	264	280	277	282	1,5 %	1,4 %	1,5 %
Другие ВИЭ	4	10	16	22	27	32	21	41	8,3 %	6,6 %	9,4 %

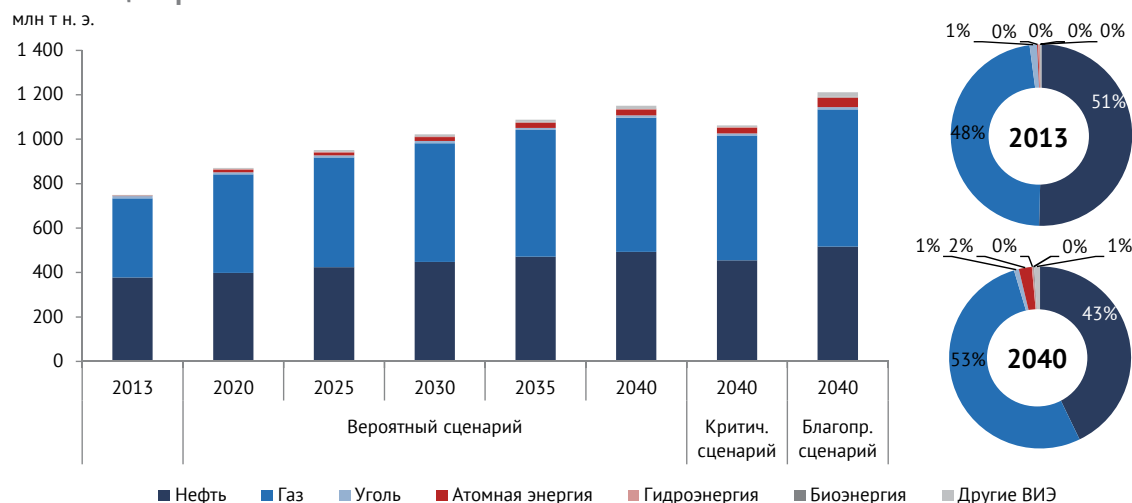
Таблица П37 – Генерация электроэнергии в Индии, ТВт·ч

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
Всего	1193	1757	2224	2723	3244	3770	3152	4242	4,4 %	3,7 %	4,8 %
Нефть	23	21	18	16	13	10	9	12	-2,9 %	-3,5 %	-2,5 %
Газ	65	100	129	164	205	250	209	282	5,1 %	4,4 %	5,6 %
Уголь	869	1241	1519	1822	2155	2494	2088	2807	4,0 %	3,3 %	4,4 %
Атомная энергия	34	79	120	159	195	229	203	257	7,3 %	6,8 %	7,7 %
Гидроэнергия	142	185	225	270	309	345	319	359	3,4 %	3,0 %	3,5 %
Биоэнергия	23	34	45	58	75	96	97	95	5,4 %	5,4 %	5,4 %
Другие ВИЭ	37	98	167	235	293	346	227	431	8,6 %	6,9 %	9,5 %

Источник: ИНЭИ РАН

**Ближний Восток**

**Рисунок П13 – Потребление первичной энергии по видам топлив по сценариям и его структура в Вероятном сценарии на Ближнем Востоке**



**Таблица П38 – Основные показатели развития на Ближнем Востоке**

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
ВВП (ППС), млрд долл. 2014	5306	6406	7294	8200	9135	10089	8723	11014	2,4 %	1,9 %	2,7 %
Население, млн чел.	231	262	284	304	322	340	340	340	1,4 %	1,4 %	1,4 %
Душевой ВВП, долл. 2014/чел.	22967	24472	25719	27017	28367	29666	25650	32385	1,0 %	0,4 %	1,3 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,14	0,14	0,13	0,12	0,12	0,11	0,12	0,11	-0,8 %	-0,5 %	-0,9 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	3,24	3,33	3,35	3,37	3,38	3,38	3,12	3,56	0,2 %	-0,1 %	0,3 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	1853	2105	2287	2447	2596	2732	2532	2818	1,4 %	1,2 %	1,6 %

**Таблица П39 – Потребление первичных энергоресурсов на Ближнем востоке, млн т н. э.**

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
Всего	750	870	950	1022	1088	1151	1062	1211	1,6 %	1,3 %	1,8 %
Нефть	378	399	424	448	472	493	455	517	1,0 %	0,7 %	1,2 %
Газ	356	443	494	534	570	604	562	617	2,0 %	1,7 %	2,1 %
Уголь	10	10	9	10	10	10	9	10	-0,1 %	-0,4 %	0,0 %
Атомная энергия	1	12	14	18	22	27	25	42	11,5 %	11,3 %	13,4 %
Гидроэнергия	2	2	2	3	3	3	3	3	0,9 %	0,8 %	0,9 %
Биоэнергия	1	1	1	2	2	2	2	2	3,2 %	3,2 %	3,1 %
Другие ВИЭ	1	3	6	8	10	12	6	21	8,5 %	5,7 %	10,8 %

**Таблица П40 – Генерация электроэнергии на Ближнем Востоке, ТВт·ч**

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
Всего	1012	1299	1509	1716	1920	2120	1978	2215	2,8 %	2,5 %	2,9 %
Нефть	318	335	337	333	325	315	294	328	0,0 %	-0,3 %	0,1 %
Газ	630	857	1043	1222	1403	1583	1511	1520	3,5 %	3,3 %	3,3 %
Уголь	33	26	22	19	17	15	16	13	-2,8 %	-2,5 %	-3,3 %
Атомная энергия	5	47	53	69	85	102	97	160	11,5 %	11,3 %	13,4 %
Гидроэнергия	25	26	28	29	31	32	31	32	0,9 %	0,8 %	0,9 %
Биоэнергия	0	0	0	0	1	1	1	1	8,9 %	9,0 %	8,8 %
Другие ВИЭ	1	8	26	43	58	72	27	161	18,7 %	14,4 %	22,3 %

Источник: ИНЭИ РАН

## Африка

Рисунок П14 – Потребление первичной энергии по видам топлив по сценариям и его структура в Вероятном сценарии в Африке

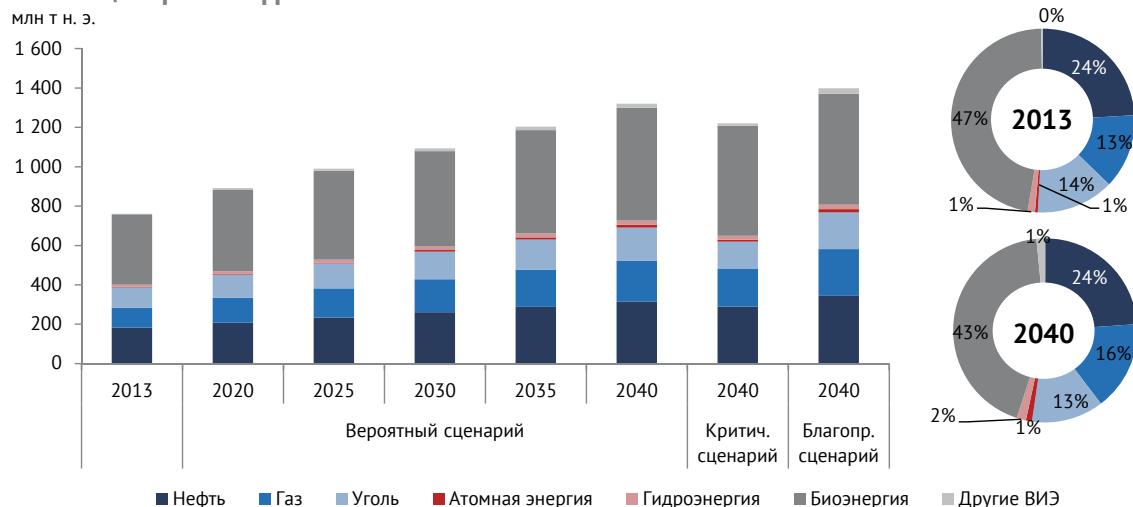


Таблица П41 – Основные показатели развития в Африке

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
ВВП (ППС), млрд долл. 2014	5368	6810	8088	9529	11173	13024	10590	14759	3,3 %	2,5 %	3,8 %
Население, млн чел.	1128	1340	1504	1679	1866	2063	2063	2063	2,3 %	2,3 %	2,3 %
Душевой ВВП, долл. 2014/чел.	4761	5081	5377	5675	5988	6313	5133	7154	1,1 %	0,3 %	1,5 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,14	0,13	0,12	0,11	0,11	0,10	0,12	0,09	-1,2 %	-0,8 %	-1,5 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	0,67	0,67	0,66	0,65	0,65	0,64	0,59	0,68	-0,2 %	-0,5 %	0,0 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	1108	1286	1438	1598	1768	1931	1691	1885	2,1 %	1,6 %	2,0 %

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

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
Всего	761	891	990	1093	1204	1321	1221	1399	2,1 %	1,8 %	2,3 %
Нефть	183	207	234	261	288	316	289	344	2,0 %	1,7 %	2,4 %
Газ	100	128	148	168	187	208	194	237	2,7 %	2,5 %	3,2 %
Уголь	104	117	128	140	155	167	137	187	1,8 %	1,0 %	2,2 %
Атомная энергия	4	4	4	8	10	14	9	16	5,1 %	3,4 %	5,6 %
Гидроэнергия	10	13	15	18	20	22	20	22	2,9 %	2,7 %	3,0 %
Биоэнергия	358	416	451	485	526	574	559	564	1,8 %	1,7 %	1,7 %
Другие ВИЭ	2	7	10	14	17	20	12	28	8,5 %	6,5 %	9,8 %

Таблица П43 – Генерация электроэнергии в Африке, ТВт-ч

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
Всего	731	945	1124	1321	1539	1779	1634	1881	3,3 %	3,0 %	3,6 %
Нефть	73	86	97	106	115	124	111	133	2,0 %	1,6 %	2,2 %
Газ	263	373	460	551	644	745	731	746	3,9 %	3,9 %	3,9 %
Уголь	258	289	321	353	413	479	446	502	2,3 %	2,0 %	2,5 %
Атомная энергия	14	14	14	31	39	54	35	62	5,1 %	3,4 %	5,6 %
Гидроэнергия	116	154	180	205	229	253	237	261	2,9 %	2,7 %	3,0 %
Биоэнергия	1	3	5	7	12	20	20	20	10,8 %	10,7 %	10,7 %
Другие ВИЭ	6	26	47	68	86	104	55	157	11,0 %	8,4 %	12,7 %

Источник: ИНЭИ РАН

ОЭСР

Рисунок П15 – Потребление первичной энергии по видам топлив по сценариям и его структура в Вероятном сценарии в странах ОЭСР

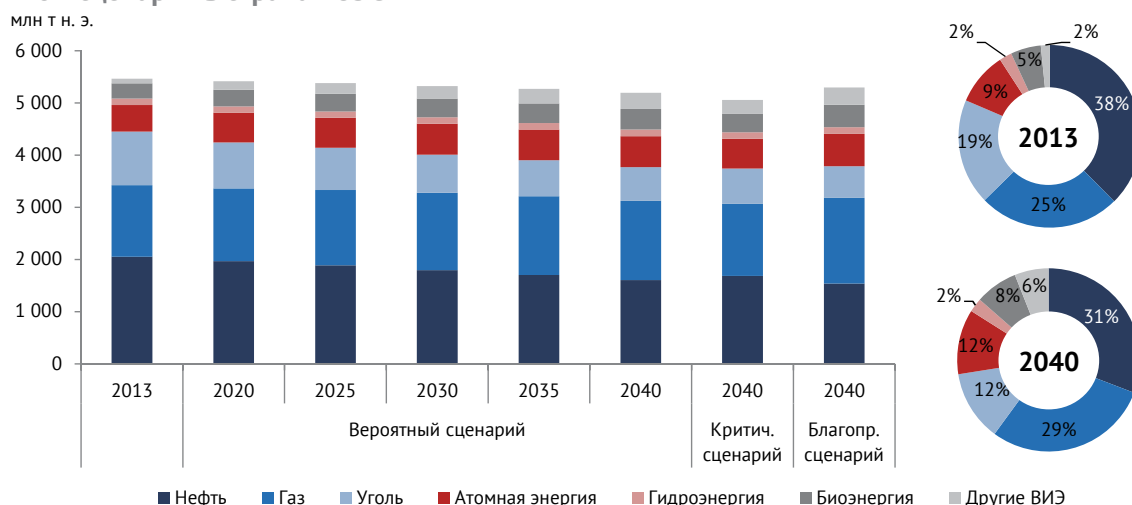


Таблица П44 – Основные показатели развития в странах ОЭСР

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
ВВП (ППС), млрд долл. 2014	49023	56289	61662	66988	72235	77338	69836	82248	1,7 %	1,3 %	1,9 %
Население, млн чел.	1267	1315	1343	1367	1386	1402	1402	1402	0,4 %	0,4 %	0,4 %
Душевой ВВП, долл. 2014/чел.	38685	42821	45929	49017	52106	55179	49826	58682	1,3 %	0,9 %	1,6 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,11	0,10	0,09	0,08	0,07	0,07	0,07	0,06	-1,9 %	-1,6 %	-2,0 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	4,31	4,12	4,01	3,90	3,80	3,71	3,61	3,78	-0,6 %	-0,7 %	-0,5 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	12458	11734	11347	10874	10513	10115	10082	9981	-0,8 %	-0,8 %	-0,8 %

Таблица П45 – Потребление первичных энергоресурсов в странах ОЭСР, млн т н. э.

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
Всего	5462	5414	5379	5324	5268	5196	5055	5296	-0,2 %	-0,3 %	-0,1 %
Нефть	2053	1966	1887	1795	1701	1603	1686	1537	-0,9 %	-0,7 %	-1,1 %
Газ	1371	1396	1445	1481	1512	1518	1381	1643	0,4 %	0,0 %	0,7 %
Уголь	1025	880	810	731	687	647	674	609	-1,7 %	-1,5 %	-1,9 %
Атомная энергия	511	571	572	592	589	596	570	619	0,6 %	0,4 %	0,7 %
Гидроэнергия	122	120	122	123	125	126	126	126	0,1 %	0,1 %	0,1 %
Биоэнергия	293	320	341	360	377	393	360	428	1,1 %	0,8 %	1,4 %
Другие ВИЭ	88	161	202	241	278	313	258	334	4,8 %	4,1 %	5,1 %

Таблица П46 – Генерация электроэнергии в странах ОЭСР, ТВт·ч

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
Всего	10795	11311	11705	12065	12353	12589	11874	13061	0,6 %	0,4 %	0,7 %
Нефть	342	238	188	149	118	95	90	97	-4,6 %	-4,8 %	-4,5 %
Газ	2633	2930	3185	3387	3615	3794	3709	3933	1,4 %	1,3 %	1,5 %
Уголь	3514	3022	2868	2671	2465	2217	2127	2291	-1,7 %	-1,8 %	-1,6 %
Атомная энергия	1962	2188	2190	2268	2259	2282	2183	2373	0,6 %	0,4 %	0,7 %
Гидроэнергия	1413	1395	1413	1431	1449	1467	1460	1468	0,1 %	0,1 %	0,1 %
Биоэнергия	317	357	385	412	438	464	435	493	1,4 %	1,2 %	1,7 %
Другие ВИЭ	615	1181	1476	1748	2008	2270	1869	2405	5,0 %	4,2 %	5,2 %

Источник: ИНЭИ РАН

## Страны не-ОЭСР

Рисунок П16 – Потребление первичной энергии по видам топлив по сценариям и его структура в Вероятном сценарии в странах не-ОЭСР

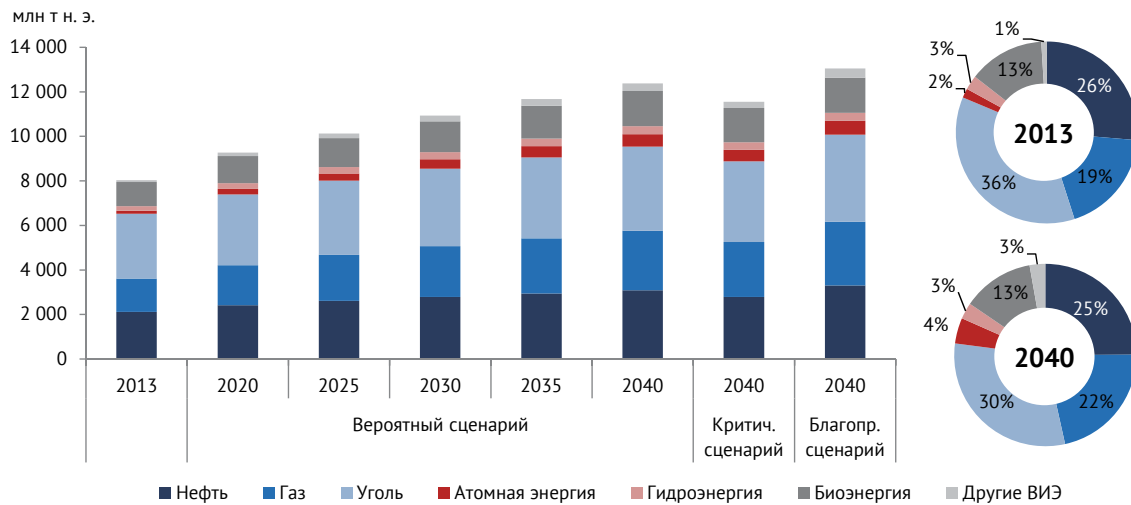


Таблица П47 – Основные показатели развития в странах не-ОЭСР

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
ВВП (ППС), млрд долл. 2014	56604	76084	92787	110672	129641	149220	119125	176611	3,7 %	2,8 %	4,3 %
Население, млн чел.	5915	6448	6806	7143	7463	7767	7765	7769	1,0 %	1,0 %	1,0 %
Душевой ВВП, долл. 2014/чел.	9570	11799	13634	15494	17371	19211	15341	22734	2,6 %	1,8 %	3,3 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,14	0,12	0,11	0,10	0,09	0,08	0,10	0,07	-2,0 %	-1,4 %	-2,4 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	1,36	1,44	1,49	1,53	1,56	1,59	1,49	1,68	0,6 %	0,3 %	0,8 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	20053	22530	24118	25494	26800	28157	26196	28879	1,3 %	1,0 %	1,4 %

Таблица П48 – Потребление первичных энергоресурсов в странах не-ОЭСР, млн т н. э.

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
Всего	8032	9267	10128	10930	11676	12380	11554	13046	1,6 %	1,4 %	1,8 %
Нефть	2115	2417	2612	2786	2943	3086	2788	3304	1,4 %	1,0 %	1,7 %
Газ	1502	1799	2065	2288	2481	2674	2465	2863	2,2 %	1,8 %	2,4 %
Уголь	2910	3177	3333	3477	3634	3781	3626	3912	1,0 %	0,8 %	1,1 %
Атомная энергия	135	242	322	422	502	561	514	612	5,4 %	5,1 %	5,8 %
Гидроэнергия	205	263	291	316	338	357	343	367	2,1 %	1,9 %	2,2 %
Биоэнергия	1087	1219	1302	1387	1478	1577	1538	1580	1,4 %	1,3 %	1,4 %
Другие ВИЭ	77	149	204	254	300	344	279	408	5,7 %	4,9 %	6,4 %

Таблица П49 – Генерация электроэнергии в странах не-ОЭСР, ТВт·ч

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
Всего	12518	16111	18509	20725	22772	24628	22338	26771	2,5 %	2,2 %	2,9 %
Нефть	697	697	691	678	660	639	587	676	-0,3 %	-0,6 %	-0,1 %
Газ	2437	3047	3685	4310	4989	5712	5290	6002	3,2 %	2,9 %	3,4 %
Уголь	6086	7432	8134	8673	9102	9381	8357	10499	1,6 %	1,2 %	2,0 %
Атомная энергия	516	929	1232	1618	1925	2151	1971	2345	5,4 %	5,1 %	5,8 %
Гидроэнергия	2377	3061	3397	3692	3946	4162	3997	4247	2,1 %	1,9 %	2,2 %
Биоэнергия	144	196	243	301	374	467	467	465	4,4 %	4,4 %	4,4 %
Другие ВИЭ	260	751	1128	1453	1775	2117	1669	2537	8,1 %	7,1 %	8,8 %

Источник: ИНЭИ РАН

Страны БРИКС

Рисунок П17 – Потребление первичной энергии по видам топлив по сценариям и его структура в Вероятном сценарии в странах БРИКС

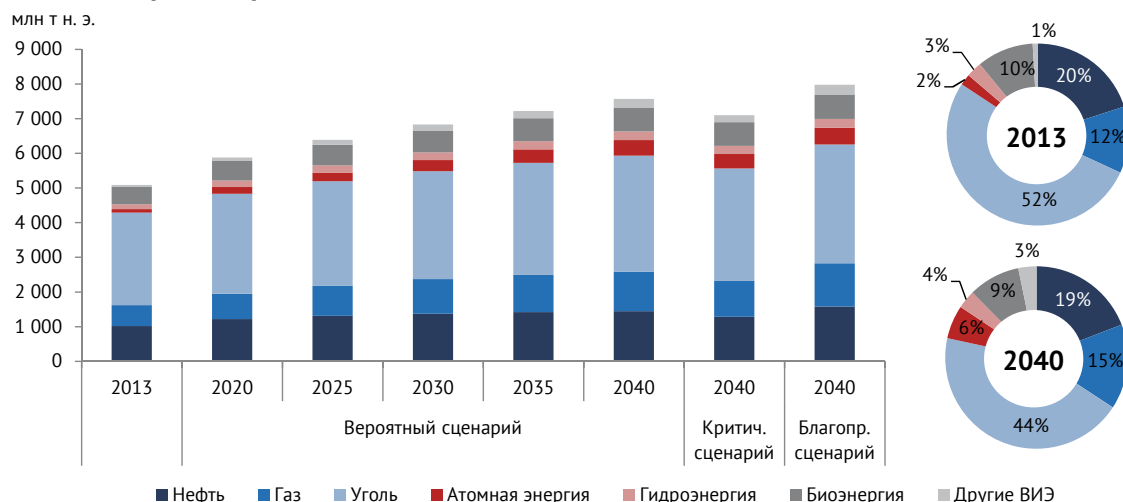


Таблица П50 – Основные показатели развития в странах БРИКС

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
ВВП (ППС), млрд долл. 2014	31448	44264	54789	65824	77247	88648	69768	108090	3,9 %	3,0 %	4,7 %
Население, млн чел.	3051	3220	3314	3388	3443	3481	3479	3482	0,5 %	0,5 %	0,5 %
Душевой ВВП, долл. 2014/чел.	10308	13746	16532	19430	22436	25467	20054	31040	3,4 %	2,5 %	4,2 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,16	0,13	0,12	0,10	0,09	0,09	0,10	0,07	-2,3 %	-1,7 %	-2,9 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	1,67	1,82	1,93	2,02	2,10	2,17	2,04	2,29	1,0 %	0,8 %	1,2 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	14167	15809	16728	17432	18039	18680	17561	19085	1,0 %	0,8 %	1,1 %

Таблица П51 – Потребление первичных энергоресурсов в странах БРИКС, млн т н. э.

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
Всего	5088	5877	6388	6835	7223	7568	7103	7977	1,5 %	1,2 %	1,7 %
Нефть	1019	1222	1311	1376	1421	1449	1284	1583	1,3 %	0,9 %	1,6 %
Газ	603	730	876	994	1072	1139	1034	1244	2,4 %	2,0 %	2,7 %
Уголь	2667	2884	3007	3112	3232	3345	3245	3430	0,8 %	0,7 %	0,9 %
Атомная энергия	101	190	253	325	390	449	416	480	5,7 %	5,4 %	5,9 %
Гидроэнергия	140	187	206	223	236	247	238	254	2,1 %	2,0 %	2,2 %
Биоэнергия	513	564	595	629	662	695	681	706	1,1 %	1,1 %	1,2 %
Другие ВИЭ	45	100	141	177	211	244	206	280	6,5 %	5,8 %	7,0 %

Таблица П52 – Генерация электроэнергии в странах БРИКС, ТВт·ч

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
Всего	8784	11495	13140	14564	15803	16830	15243	18481	2,4 %	2,1 %	2,8 %
Нефть	73	60	52	44	37	30	27	32	-3,2 %	-3,6 %	-3,0 %
Газ	827	917	1096	1293	1503	1718	1571	1931	2,7 %	2,4 %	3,2 %
Уголь	5531	6792	7444	7898	8207	8327	7418	9372	1,5 %	1,1 %	2,0 %
Атомная энергия	389	729	968	1245	1496	1721	1594	1839	5,7 %	5,4 %	5,9 %
Гидроэнергия	1630	2180	2412	2604	2757	2873	2775	2924	2,1 %	2,0 %	2,2 %
Биоэнергия	120	163	200	246	301	368	367	367	4,2 %	4,2 %	4,2 %
Другие ВИЭ	215	653	969	1234	1503	1792	1491	2015	8,2 %	7,4 %	8,6 %

Источник: ИНЭИ РАН



## Страны G-20

Рисунок П18 – Потребление первичной энергии по видам топлив по сценариям и его структура в Вероятном сценарии в странах G-20

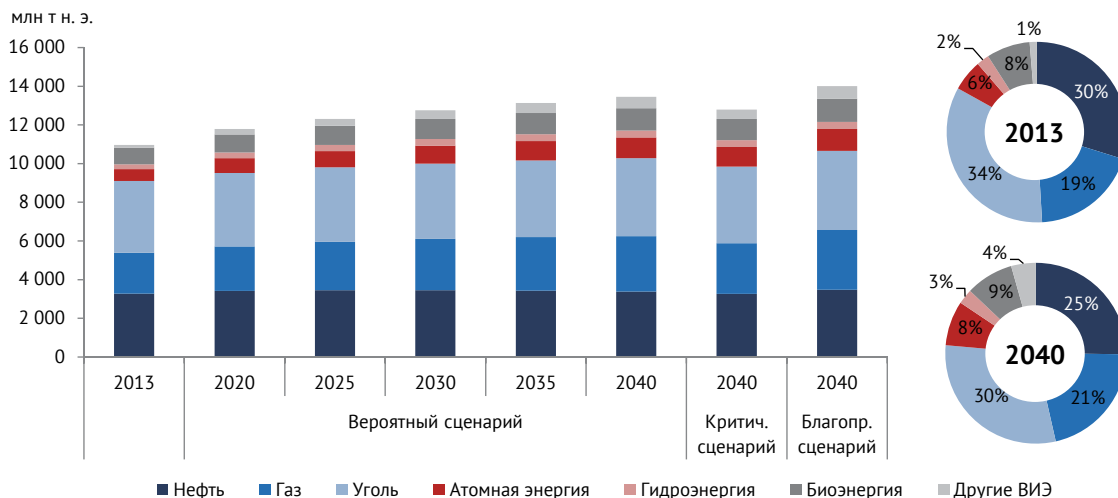


Таблица П53 – Основные показатели развития в странах G-20

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
ВВП (ППС), млрд долл. 2014	84655	106104	123186	140812	158830	176745	148293	202580	2,8 %	2,1 %	3,3 %
Население, млн чел.	4632	4870	5006	5115	5199	5260	5258	5262	0,5 %	0,5 %	0,5 %
Душевой ВВП, долл. 2014/чел.	18276	21785	24610	27530	30548	33601	28202	38502	2,3 %	1,6 %	2,8 %
Энергоемкость ВВП, т. н. э./тыс. долл.	0,13	0,11	0,10	0,09	0,08	0,08	0,09	0,07	-1,9 %	-1,5 %	-2,3 %
Душевое энергопотребление, т. н. э./чел.	2,37	2,42	2,46	2,49	2,53	2,56	2,43	2,66	0,3 %	0,1 %	0,4 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	27577	28678	29303	29618	29963	30311	29062	30676	0,4 %	0,2 %	0,4 %

Таблица П54 – Потребление первичных энергоресурсов в странах G-20, млн т н. э.

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
Всего	10962	11785	12312	12752	13132	13449	12789	14008	0,8 %	0,6 %	0,9 %
Нефть	3271	3421	3455	3453	3430	3388	3264	3475	0,1 %	0,0 %	0,2 %
Газ	2111	2296	2502	2658	2774	2857	2619	3095	1,1 %	0,8 %	1,4 %
Уголь	3720	3797	3852	3881	3959	4034	3962	4083	0,3 %	0,2 %	0,3 %
Атомная энергия	614	765	836	939	1007	1071	1010	1135	2,1 %	1,9 %	2,3 %
Гидроэнергия	249	295	316	334	349	362	352	369	1,4 %	1,3 %	1,5 %
Биоэнергия	857	937	990	1045	1097	1148	1097	1196	1,1 %	0,9 %	1,2 %
Другие ВИЭ	140	274	361	441	516	589	484	655	5,5 %	4,7 %	5,9 %

Таблица П55 – Генерация электроэнергии в странах G-20, ТВт-ч

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
Всего	19953	23345	25507	27426	29082	30475	28078	32654	1,6 %	1,3 %	1,8 %
Нефть	595	483	422	369	324	284	269	295	-2,7 %	-2,9 %	-2,6 %
Газ	3708	4205	4727	5194	5731	6240	6000	6518	1,9 %	1,8 %	2,1 %
Уголь	9132	9937	10421	10691	10804	10692	9678	11816	0,6 %	0,2 %	1,0 %
Атомная энергия	2356	2931	3204	3599	3857	4104	3872	4350	2,1 %	1,9 %	2,3 %
Гидроэнергия	2899	3435	3688	3900	4074	4210	4103	4264	1,4 %	1,3 %	1,4 %
Биоэнергия	432	513	578	649	730	824	794	851	2,4 %	2,3 %	2,5 %
Другие ВИЭ	831	1840	2469	3022	3562	4121	3362	4560	6,1 %	5,3 %	6,5 %

Источник: ИНЭИ РАН

Страны ЕАЭС

Рисунок П19 – Потребление первичной энергии по видам топлив по сценариям и его структура в Вероятном сценарии в странах ЕАЭС

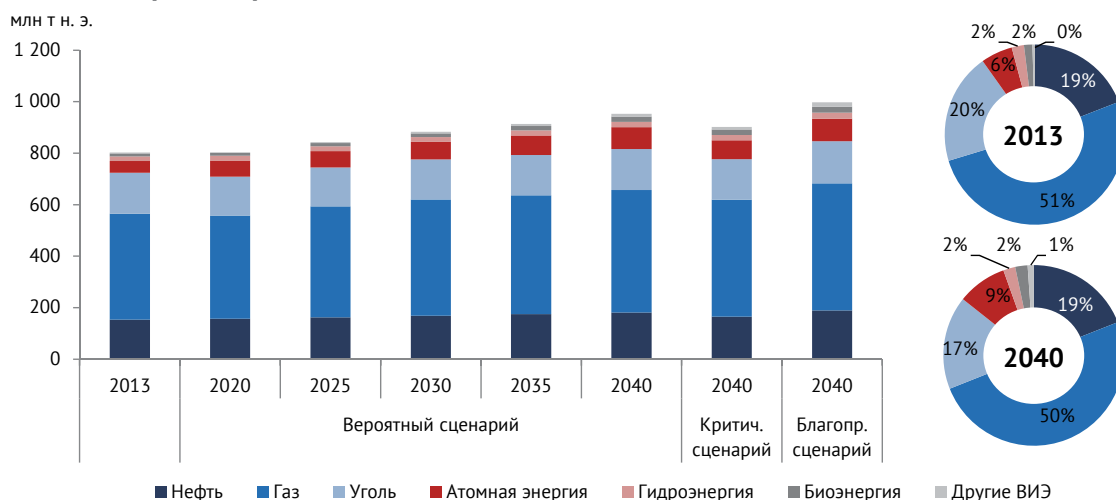


Таблица П56 – Основные показатели развития в странах ЕАЭС

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
ВВП (ППС), млрд долл. 2014	4410	4606	5216	5876	6584	7329	6308	8918	1,9 %	1,3 %	2,6 %
Население, млн чел.	179	185	186	186	186	185	183	186	0,1 %	0,1 %	0,2 %
Душевой ВВП, долл. 2014/чел.	24669	24905	28028	31532	35444	39641	34474	47876	1,8 %	1,2 %	2,5 %
Энергоемкость ВВП, т н. э./тыс. долл.	0,18	0,17	0,16	0,15	0,14	0,13	0,14	0,11	-1,2 %	-0,9 %	-1,8 %
Душевое энергопотребление, т н. э./чел.	4,49	4,35	4,53	4,74	4,92	5,15	4,93	5,36	0,5 %	0,3 %	0,7 %
Выбросы CO <sub>2</sub> , млн т	1944	1897	1977	2049	2084	2143	2064	2262	0,4 %	0,2 %	0,6 %

Таблица П57 – Потребление первичных энергоресурсов в странах ЕАЭС, млн т н. э.

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
Всего	803	804	843	883	913	953	901	998	0,6 %	0,4 %	0,8 %
Нефть	153	157	163	169	175	181	166	189	0,6 %	0,3 %	0,8 %
Газ	411	401	430	451	462	476	454	494	0,5 %	0,4 %	0,7 %
Уголь	159	151	152	156	156	159	157	163	0,0 %	0,0 %	0,1 %
Атомная энергия	46	63	63	67	76	85	73	88	2,3 %	1,8 %	2,5 %
Гидроэнергия	18	19	19	19	20	21	21	23	0,6 %	0,6 %	1,0 %
Биоэнергия	12	11	12	14	17	21	21	23	2,1 %	2,1 %	2,4 %
Другие ВИЭ	3	3	4	6	8	10	10	17	4,1 %	3,9 %	6,1 %

Таблица П58 – Генерация электроэнергии в странах ЕАЭС, ТВт·ч

	2013	Вероятный сценарий					Критич. сценарий 2040	Благопр. сценарий 2040	Темпы роста в 2013-2040 гг.		
		2020	2025	2030	2035	2040			Вероятный сценарий	Критич. сценарий	Благопр. сценарий
Всего	1214	1266	1355	1436	1525	1606	1503	1748	1,0 %	0,8 %	1,4 %
Нефть	10	6	4	3	2	2	2	2	-6,4 %	-6,6 %	-6,0 %
Газ	569	538	579	608	625	634	596	730	0,4 %	0,2 %	0,9 %
Уголь	240	231	245	250	251	245	229	268	0,1 %	-0,2 %	0,4 %
Атомная энергия	175	241	243	258	291	324	280	338	2,3 %	1,8 %	2,5 %
Гидроэнергия	204	221	231	238	246	246	246	246	0,7 %	0,7 %	0,7 %
Биоэнергия	3	3	4	5	7	9	9	10	4,2 %	4,2 %	4,5 %
Другие ВИЭ	12	27	50	75	103	147	142	155	9,6 %	9,4 %	9,8 %

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 более чем 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.

**Авторские права и предупреждение об ограниченной ответственности**

Авторские права на все материалы, опубликованные в данном прогнозе, за исключением 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 материалы, представленные в настоящем документе, носят исключительно информационный характер и являются исключительно частным суждением авторов и не могут рассматриваться как предложение или рекомендация к совершению каких-либо действий. ИНЭИ РАН и АЦ не несут ответственности за любые потери, убытки либо другие неблагоприятные последствия, произошедшие в результате использования информации, содержащейся в настоящей публикации, за прямой или косвенный ущерб, наступивший вследствие использования данной информации, а также за достоверность информации, полученной из внешних источников. Любое использование материалов публикации допускается только при оформлении надлежащей ссылки на данную публикацию.

© ИНЭИ РАН, АЦ 2016. Все права защищены.

ISBN 978-5-91438-023-3



9 785914 380233 &gt;

