# 4 Траектории движения России к углеродной нейтральности

**Координирующие лидирующие авторы:**

**Башмаков И.А. и Турдыева Н.А.**

**Лидирующие авторы:**

**Бродач М.М., Борисов К.Б.,**
**Дзедзичек М.Г., Лебедев О.В.,**
**Лунин А.А., Трофименко Ю.В.**

Для цитирования: Башмаков И.А. и Турдыева Н.А., Бродач М.М., Борисов К.Б., Дзедзичек М.Г., Лебедев О.В., Лунин А.А., Трофименко Ю.В. 2027. Траектории движения России к углеродной нейтральности. В кн.: Россия в условиях зеленой технологической революции. Стагнация или смена драйверов роста? 2027. Москва.

**удалено:** Устойчивое развитие при движении к углеродной нейтральности…

## 4.1 Эволюция прогнозных оценок и целей по контролю за выбросами в стратегических документах Российской Федерации

### 4.1.1 Основные стратегические и нормативные документы и изменение целевых установок по контролю за выбросами парниковых газов

**От стабилизации выбросов парниковых газов (ПГ) на уровне 1990 г. до достижения нулевого баланса выбросов и стоков ПГ – такова эволюция целевых установок России по контролю за выбросами ПГ.** С момента подписания Киотского Протокола прошло почти 30 лет. За это время Россия, как и многие другие страны, приняла широкий спектр нормативных документов, устанавливающих и корректирующих целевые установки по контролю за выбросами ПГ (табл. 4.1). Некоторые из этих документов устанавливали количественные цели на 10-15 лет вперед. После подписания Парижского соглашения горизонт целеполагания расширился сначала до 2050 г., а затем и до 2060 г.

**Ни в одном из обязательств на 10-15 лет Россия не ставила *задачу снижения выбросов ПГ от существующего на момент их принятия уровня*.** Как в обязательствах по Киотскому Протоколу, так и в обязательствах, принятых в развитие соглашения в Копенгагене в 2009 г., а также в определяемом на национальном уровне вкладе (ОНУВ) 1 и 2 по Парижскому соглашению Россия обязалась удерживать выбросы ПГ на определенную величину ниже уровня 1990 г. Соответствующее абсолютное целевое значение во всех этих случаях заметно превышало уровень выбросов на момент принятия нормативного акта (табл. 4.1). В 2025 гг. Россия представила новый ОНУВ. Его цель:

> «обеспечить к 2035 году сокращение выбросов парниковых газов до 65-67% от уровня 1990 года с учетом максимально возможной поглощающей способности лесов…»

Иными словами, чистые выбросы ПГ в 2035 г. не должны превышать 65-67% от уровня 1990 г. Формулировка «сокращение» требует оговорки, поскольку, согласно пересмотренному российскому кадастру, чистые выбросы ПГ в 2022 г. составили 31,3% от уровня 1990 г. Следовательно, поставленная цель может быть достигнута даже при удвоении чистых выбросов, поэтому при интерпретации цели важно отделять сокращение относительно базового 1990 г. от изменения выбросов относительно текущего уровня.

**Стратегические документы в сфере контроля за выбросами ПГ – *Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов*[1] (*СНУР*) и *Климатическая доктрина Российской Федерации* – стали первыми документами стратегического планирования в России с временным горизонтом до 2050 и 2060 гг. В Климатической доктрине Российской Федерации поставлена задача достижения нейтральности по всем ПГ к 2060 г.** В СНУР сказано, что основой для реализации *Стратегии* является *Целевой сценарий*. Для него установлен абсолютный целевой уровень нетто-выбросов всех ПГ в 2050 г. в размере 630 $МтCO_2э$, что соответствует сокращению на 80% относительно 1990 г. по инвентаризации 2021 г. (3086,6 $МтCO_2э$). В абсолютном выражении это означает сокращение на 2456,6 $МтCO_2э$. Однако по пересмотренному кадастру (НДК, 2026) объем нетто-выбросов в 1990 г. был снижен до 2454 $МтCO_2э$.[2] При сохранении установленного в СНУР абсолютного целевого уровня в 630 $МтCO_2э$ сокращение относительно пересмотренной базы 1990 г. составит только 74,3%. Для

[1] Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года: утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 29 октября 2021 г. № 3052-р. – Москва, 2021.

[2] О том, как менялись целевые установки по контролю за выбросами по мере пересмотра данных кадастра выбросов ПГ, см. главу 2.

достижения сокращения на 80% относительно новой базы требуется снижение нетто-выбросов к 2050 г. до 490,8 МтCO$_2$э.

**Таблица 4.1 Эволюция обязательств Российской Федерации по контролю за выбросами парниковых газов**

| Целевая установка от уровня 1990 года | нормативный акт и статус выполнения | комментарии | базовый уровень нетто-выбросов (Мт $CO_2э$) и снижение от уровня 1990 г. на момент принятия* (%) |
|---|---|---|---|
| **0%<br>в 2008-2012 гг.** | Федеральный закон «О ратификации Киотского протокола к Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата» от 04.11.2004 № 128-ФЗ (последняя редакция).<br>**Выполнено** | Россия приняла обязательство о непревышении среднегодовым уровнем выбросов ПГ в 2008-2012 годах уровня выбросов 1990 года. | 3323,4<br>-53,9% |
| **-25%<br>к 2020 г.** | Указ Президента Российской Федерации от 30.09.2013 № 752 «О сокращении выбросов парниковых газов».<br>**Выполнено.** | Закрепил достигнутые в 2009 году в Копенгагене договоренности. Россия обязалась удерживать выбросы до 2020 года на уровне, не превышающем 75% от значения 1990 г. | НДК 2013<br>3450<br>-57% |
| **-20-25%<br>к 2025 г.** | Распоряжение Правительства РФ от 14 апреля 2016 года № 670-р. «О подписании Парижского соглашения об изменении климата». Постановление Правительства РФ от 21 сентября 2019 г. № 1228 «О принятии Парижского соглашения».<br>**Выполнено для 2025 г.** | Россия обязалась ограничить выбросы ПГ к 2025 г. уровнем не выше 70-75% от значения 1990 г., а к 2030 г. – уровнем, не выше 70% от значения 1990 г. | НДК 2016<br>3532<br>-50% |
| **-30%<br>к 2030 г.** | Указ Президента Российской Федерации № 666 от 4 ноября 2020 г. | Россия обязалась удерживать уровень выбросов ПГ до 2030 г. ниже 70% от уровня 1990 г. | НДК 2020<br>3110<br>-48% |
| **Россия-ЕС – 1:1** | Выступление Президента Российской Федерации на ПМЭФ в 2021 г. | Поручение Правительству до 1 октября 2021 г. разработать подробный план снижения выбросов к 2050 году до уровня ниже, чем в ЕС. | НДК 2021<br>3087<br>-49% |
| **-80% относительно 1990 г.<br>к 2050 г.** | Распоряжение Правительства РФ от 29.10.2021 № 3052-р «Об утверждении стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года». | В Целевом сценарии СНУР требуется снижение нетто-выбросов ПГ к 2050 г. до 630 Мт$CO_2э$*. | НДК 2021<br>3087<br>-49% |
| **-100%<br>к 2060 г.** | Указ Президента Российской Федерации от 26 октября 2023 г. № 812 «Об утверждении Климатической доктрины Российской Федерации». | В следующей формулировке: достижение баланса между антропогенными выбросами парниковых газов и их поглощением. | НДК 2023<br>3089<br>-47% |
| **-33-35%<br>к 2035 г.** | Указ Президента Российской Федерации от 6 августа 2025 года № 547 «О сокращении выбросов парниковых газов». | Россия обязуется сократить выбросы парниковых газов до уровня 65–67% от базового уровня 1990 года. | НДК 2025<br>2427<br>-63% |

* После пересмотра нетто-выбросов за 1990 г. установленный в СНУР абсолютный целевой уровень в 630 Мт $CO_2$э соответствует сокращению на 74,3% относительно 1990 года. Для сохранения сокращения на 80% относительно пересмотренной базы потребуется снижение нетто-выбросов ПГ к 2050 г. до 490,8 МтСО2э.

Источники: Указы Президента Российской Федерации, нормативные акты Правительства РФ, НДК за разные годы.

В *Климатической доктрине* Россия приняла обязательство по достижению баланса между антропогенными выбросами и поглощением по всем парниковым газам, а не только по $CO_2$. В узком терминологическом смысле углеродная нейтральность относится к балансу выбросов и стоков $CO_2$, тогда как нулевой баланс всех ПГ является более широким условием. В Шестом Оценочном докладе МГЭИК ставится задача достижения только углеродной нейтральности, а на траекториях, ограничивающих потепление уровнем 1,5-2°С, выбросы метана и закиси азота снижаются значительно, но не до нуля (IPCC, 2022). Причины выбора более широкого охвата требуют отдельного объяснения; для сопоставления сценариев важно не смешивать углеродную нейтральность и нулевой баланс всех ПГ.

### 4.1.2 Причины пересмотра официальных целевых ориентиров

**За плечами российских специалистов по прогнозированию динамики выбросов ПГ в России уже более трети века опыта.** Первые прогнозы были опубликованы еще для СССР в самом начале 1990-х годов в работах И. Башмакова, А. Макарова, Ю. Синяка и Ю. Кононова (Bashmakov and Makarov, 1990; 1991; Башмаков, 1992; Синяк, 1993; Kononov, 1993). В этих работах ставилась амбициозная задача поиска возможностей стабилизации уровня выбросов $CO_2$ в секторе «энергетика» на уровне 1988-1990 гг. Временной горизонт в этих работах ограничивался 2020-2030 гг. Только после 2006 г. стали появляться работы с горизонтом прогноза до 2050 г. По всей видимости, одной из первых стала работа (Bashmakov, 2006). Затем появились и другие работы с горизонтом до 2050-2060 гг.: А. Макаров (2008, 2 сценария), Ю. Синяк (2007 г., 3 сценария с прогнозами до 2060 г.) и И. Башмаков (2009, 21 сценарий). Все эти прогнозы ограничивались сектором «энергетика».

**В 2009-2013 гг. отдельные прогнозные группы пришли к выводу о наличии абсолютного предела выбросов ПГ от сектора «энергетика» в России, который никогда и ни при каких условиях не будет превышен.** Перед встречей РКИК ООН в Париже в 2015 г. популяция российских долгосрочных прогнозов значительно выросла. Опыт систематизации долгосрочных прогнозов динамики выбросов ПГ в России имеет историю. Башмаков и Мышак (2014 г.) дали анализ уже 71 сценария из 26 исследовательских работ. Все сценарии были разделены на 5 семейств. Разброс «второй волны» прогнозных оценок выбросов ПГ на 2050 г. составил от 220 до 6500 МтСО$_2$э в зависимости от макроэкономических допущений, отражения степени интенсивности мер политики по снижению выбросов и других особенностей и допущений сценариев.

**Семейства сценариев с высокими выбросами ПГ постепенно перестали появляться в новых прогнозах, и это стало основой пересмотра целевых установок по контролю за выбросами ПГ.** Сначала в работе Башмакова (2009) 21 сценарий был сгруппирован в четыре семейства. Затем Башмаков и Мышак (2014 г.) добавили еще одно семейство и распределили 71 сценарий по пяти семействам. Семейство сценариев «Дорога Сизифа» с уровнями выбросов ПГ в 2050 г. свыше 5 ГтСО$_2$э опиралось на гипотезу о возможности быстрого «закатывания» российской экономики в гору экономического развития при сохранении модели сырьевой экономики. Реализация этого сценария была оценена как наименее вероятная, долгосрочный устойчивый рост при принятых допущениях невозможен, и камень энергоемкой и капиталоемкой российской экономики в такую крутую гору экономического роста не закатить (см. Башмаков, 2009 и главу 3). Ни один из сценариев, сделанных российскими специалистами после кризиса 2008-2009 гг., в зону «Дороги Сизифа» уже не попал. Семейство сценариев «Зона базовой линии» опиралось на

гипотезу о том, что проблемы динамичного развития экономики при низком уровне энергоэффективности и обеспечения экономического роста энергоресурсами будут, как и ранее, решаться на основе максимального наращивания их производства. Это приводит к сокращению потенциала экспорта углеводородов, истощению их запасов, и в итоге развитие тормозится. Поэтому в Башмаков (2009) это семейство носило название «Тормозящее развитие», и уже тогда было сформулировано заключение о низкой вероятности его реализации. Семейство сценариев «Углеродное плато» включало сценарии, которые показывают возможность некоторого роста выбросов с последующей стабилизацией к 2050 г. на уровне, близком к уровню 1990 г. (в зоне примерно ±10%). Было сформулировано заключение, что это наиболее вероятная зона динамики выбросов от сектора «энергетика». Семейство сценариев «Низкоуглеродная Россия» характеризовалось тем, что понижение высоты плато и последующее снижение выбросов достигается за счет мер политики по контролю эмиссии ПГ. Наконец, семейство сценариев «Низкоуглеродная Россия – агрессивная политика» предполагает возможность существенного снижения выбросов к 2050-2060 гг. за счет резкой активизации политики ограничения выбросов. Это семейство наметило первые траектории движения к углеродной нейтральности.

**Ни в одном из 30 сценариев, подготовленных накануне встречи в Париже в 2015 г., потолок выбросов ПГ в 2050 г. не превышал 3,1 ГтCO$_2$э, а зона базовой линии выбросов ПГ существенно сдвинулась вниз**. В 2014 г. ЦЭНЭФ реализовал проект «*Затраты и выгоды низкоуглеродной экономики и трансформации общества в России*» (Башмаков (ред.), 2014). Его главной целью стало определение затрат и выгод, связанных со стратегиями низкоуглеродного развития России до середины XXI века и далее. К его реализации были привлечены нескольких российских и зарубежных исследовательских групп. Одной из задач этой работы было обоснование позиции российской делегации по обязательствам в рамках Парижского соглашения. Расчеты проводились только для сектора «энергетика». Пересмотр возможностей развития экономики привел к смещению вниз уровня верхних оценок для 2050 г. на 1,5-3,2 ГтCO$_2$э. В рамках этого проекта были получены следующие выводы. Первое: с очень большой вероятностью выбросы ПГ от сектора «энергетика» до 2060 г. выйдут на абсолютный пик, который будет по меньшей мере на 11% ниже уровня выбросов 1990 г. Второе: развитие по сценариям с «действующими» мерами политики формирует зону «базовой» линии, которая до 2050 г. не достигает значения 1990 г. После выхода на пик во многих сценариях уже к 2050 г. выбросы ПГ начинают сокращаться. Третье: набор мер политики, структурные и технологические параметры развития экономики более значимы при определении траекторий выбросов ПГ, чем темпы роста ВВП. Четвертое: для всех сценариев с «решительными» мерами при любых темпах роста ВВП выбросы остаются на 35% ниже уровня 1990 г.

**В 2015-2024 гг. понимание возможности снижения выбросов ПГ в России заметно эволюционировало. Его итогом стала формулировка в 2023 г. в *Климатической доктрине* задачи достижения углеродной нейтральности не позднее 2060 г., хотя еще в 2021 г. в СНУР была поставлена более скромная задача**. С каждым годом популяция долгосрочных прогнозов российских экспертов продолжала расти. В нее вошли прогнозы (И. Макаров и др., 2018; Laitner et al., 2020; Safonov et al., 2020; Башмаков и др., 2022, 2023; Широв А.А. и А.Ю. Колпаков, 2023; РЭА, 2024; Консорциум 5, 2024; ВЭБ, 2024 и др.). Анализ последних по времени прогнозов дан в (Башмаков, 2025). В работах (Safonov et al., 2020; Laitner et al., 2020) подчеркивается близорукость стратегий, которые игнорируют преимущества перехода к низкоуглеродной экономике. По мнению этих авторов, положительные эффекты позволяют ускорить рост ВВП на 0,6% в 2015–2030 годах и на 1,3% в 2030–2050 годах).

При поиске ответа на вопрос: что делать для достижения углеродной нейтральности в актуальном множестве сценариев предлагается главная развилка: *Forest First (2F)* или *Forest Last*). В ряде последних работ (Башмаков и др., 2022; Башмаков, 2022а, 2023а;

Bashmakov, 2024a; Широв А.А. и А.Ю. Колпаков, 2023; Консорциум 5, 2024) прогнозные оценки даны по полному охвату секторов, а не только по сектору «энергетика». Все имеющиеся сценарные прогнозы можно разделить на две группы: *Forest First* и *Forest Last* (см. их анализ в Башмаков, 2025). Авторы первой группы прогнозов (Широв А.А. и А.Ю. Колпаков, 2023; Консорциум 5, 2024; ВЭБ, 2024) не видят возможности снижения выбросов во всех секторах до 2040 г. К 2060 г. выбросы снижаются, но только на 26% от уровня 2021 г. Задача декарбонизации в основном решается за счет увеличения стоков в ЗИЗЛХ на 1 ГтCO$_2$экв – стратегия *2F: Forest First*. После пересмотра кадастра и «бухгалтерского» увеличения нетто-стоков в ЗИЗЛХ с 558 млн тCO$_2$э в 2021 г. до 1229 МтCO$_2$э (см. главу 2) может показаться, что у этой задачи есть решение. В этих сценариях декарбонизация электроэнергетики откладывается до 2035 г.

Авторы второй группы прогнозов (*Forest Last*) исходят из возможности декарбонизации многих секторов экономики России (Bashmakov, 2024a; РЭА, 2024). В сценариях РЭА (2024) «выбросы от использования энергоресурсов» сохраняются на нынешнем уровне только в сценарии «*Все как встарь*». РЭА считает реализуемым сценарий «*Рациональный технологический выбор»*. В нем выбросы ПГ к 2050 г. падают на 38%. Сценарий *«Чистый ноль»* рассматривается как менее вероятный. В нем выбросы падают на 70%, что даже при прежней оценке стоков позволяло решать задачу достижения углеродной нейтральности к 2060 году. В работах (Башмаков и др., 2022; Башмаков, 2022a, 2023a; Bashmakov, 2024a) показано, что задача поиска для России траектории, по которой она может достичь углеродной нейтральности к 2060 году, имеет решение за счет снижения выбросов во всех секторах и при решении задачи заметного замедления снижения нетто-выбросов в секторе ЗИЗЛХ. Последние прогнозы российских специалистов, а также прогнозы зарубежных аналитических центров подробно рассмотрены ниже в этой главе.

**Одной из основных причин пересмотра прогнозных оценок динамики выбросов ПГ вниз стало снижение прогнозных темпов роста ВВП. Не ограничения на выбросы ПГ стали тормозом экономического роста, а напротив, его торможение по совершенно другим причинам и пересмотр перспектив развития экономики стали фактором кратного снижения верхних оценок возможных будущих уровней выбросов ПГ**. Прогнозы динамики численности населения до 2050 г. в 2008-2024 гг. мало изменились: в них предполагалась либо стабилизация, либо снижение численности населения. А вот оптимизма в прогнозах роста ВВП существенно поубавилось. В 2008 г., решая задачу удвоения ВВП в 2010-2020 гг., МЭР разработало в трех сценариях «*Концепцию долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации*» (КДР), в которой темпы роста ВВП до 2020 г. задавались в диапазоне 4,3-6,4%. ИНП РАН предполагал, что в 2005-2030 гг. темпы роста ВВП могут составить 5,3-8% в год (ИНП, 2007). Эксперты Goldman Sachs (2003) прогнозировали рост ВВП на 7,3% в 2000-2025 гг. и на 3,8% в год в 2026-2050 гг. PricewaterhouseCoopers полагали, что в 2005-2050 гг. рост составит 4,6% в год в долларах и 2,7% в сопоставимых рублях. Как показано в главе 3, фактические среднегодовые темпы роста ВВП России составили 1% в 2008-2021 гг., а в 2021-2025 гг. (без учета роста вклада оборонной промышленности) – 1,4%. То есть гипотетические темпы роста ВВП МЭР оказались на 3-5% выше факта. Это означает, что фактический рост ВВП в 2008-2020 гг. оказался в 1,5-1,9 раза ниже прогнозных оценок. В КДР, 2008 г. МЭР также были приняты оптимистичные допущения о снижении энергоемкости ВВП на 2,6-3,9% в год в 2007-2020 гг. На самом деле, она снижалась только на 0,8% в среднем в год (см. главу 3). Итогом влияния только этих двух факторов – переоценки темпов роста ВВП и темпов снижения энергоемкости – стало снижение уровня выбросов ПГ в секторе «энергетика» в 2020 г. на 17-27% по сравнению с прогнозами тех лет. В последующие годы пересмотр перспектив развития экономики России и темпов снижения энергоемкости также стал фактором снижения прогнозных оценок выбросов ПГ. К сожалению, многие прогнозы не определяют будущее, а являются либо продуктом

прошлого, перенося текущие параметры развития на долгосрочную перспективу и не пытаясь выявить проблемы и противоречия перспективного развития экономики (см. главу 3), либо отражением необоснованных амбиций. В те годы были и другие прогнозы, которые показывали, что платой за неуспешную модернизацию в «десятых» годах может стать утрата способности экономики к расширенному воспроизводству в «сороковых», а возможно, уже в «тридцатых», а при заметном снижении добычи нефти возможен болезненный переход к экономике «шагреневой кожи» – модели с устойчиво сужающимся ВВП при заметном снижении добычи нефти, и что без эффективной модернизации и повышения производительности всех факторов производства в середине XXI в. в России экономического роста не будет (Башмаков, 2011).

**Сжатие диапазона прогнозных оценок динамики выбросов ПГ за счет снижения прогнозных темпов роста ВВП – это общая тенденция эволюции прогнозов выбросов ПГ в мире.** В основе нового набора сценариев для седьмого этапа Проекта взаимного сравнения связанных моделей (CMIP7, Hausfather, 2026; Van Vuuren et al., 2026) лежат обновленные социально-экономические допущения, которые описывают более перенаселенную и менее богатую планету.

**Сценарии предыдущих поколений как с высокими, так и с очень низкими уровнями выбросов ПГ становятся неправдоподобными.** Становится ясно, что заступ за порог потепления в 1,5°C неизбежен (IEA, 2025; DNV, 2025). В повестку возвращается глобальная цель ограничить потепление 2°C (Башмаков, 2026). В группы сценариев CMIP7 больше не включаются «базовые» сценарии, предполагавшие отсутствие климатической политики. Им на смену пришли сценарии с текущими мерами политики, но с возможным откатом от них. В сценариях с выходом на пик глобального потепления требуются большие объемы удаления $CO_2$ из атмосферы.

**Пересмотры данных национального кадастра выбросов ПГ также стали важным фактором пересмотра официальных целевых ориентиров по контролю за выбросами ПГ.** Были существенно снижены оценки фугитивных выбросов (на 763 МтCO$_2$э,[3] см. главу 2). Планетарного масштаба достиг пересмотр объемов выбросов и стоков ПГ в секторе ЗИЗЛХ (для 2007 г. оценка нетто-стока в инвентаризации за 2026 г. оказалась на 1,4 ГтCO$_2$э, т. е. в 4 раза, выше значения в кадастре 2015 г. (см. главу 2). Это оказало большое влияние на повышение амбициозности целевых установок в надежде достичь их при движении по траектории *Forest First* (Широв А.А. и А.Ю. Колпаков, 2023; Консорциум 5, 2024).

**Наконец, вера в то, что в России есть возможность еще нарастить нетто-стоки в секторе ЗИЗЛХ почти на 1 ГтCO$_2$ к 2060 г., стала дополнительной причиной повышения амбиций по контролю за выбросами**. В *Целевом* сценарии СНУР «поглощения» растут с 535 Мт $CO_2$ в 2019 г. до 1200 МтCO$_2$ в 2050 г., или на 665 МтCO$_2$. В *Целевом* сценарии Консорциума 5 (2024) к 2060 г. «поглощения» растут уже до 1500 МтCO$_2$, или на 965 МтCO$_2$. Уверенность в возможности такого наращивания стоков и стала основой принятого в *Климатической доктрине* обязательства по выходу на нулевой баланс выбросов и стоков к 2060 г.

### 4.1.3 Соотношение краткосрочных, среднесрочных и долгосрочных официальных целевых ориентиров

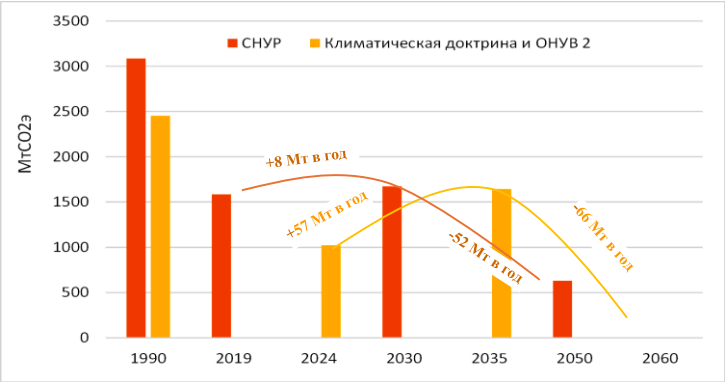
**В стратегических документах – *СНУР, Климатической доктрине и ОНУВ-2* – краткосрочные, среднесрочные и долгосрочные цели по контролю за выбросами ПГ не сбалансированы, и основная нагрузка по снижению нетто-выбросов ПГ переносится на будущие поколения**. Анализ показывает несогласованность во времени официальных целевых ориентиров по контролю за выбросами (см. рис. 4.1). В СНУР предполагается, что до 2030 г. нетто-выбросы могут расти в среднем на 8 МтCO$_2$э в год, а

[3] Пересмотр кадастра в 2018 г.

затем начнется их динамичное снижение в среднем на 52 МтCO2э в основном за счет наращивания стоков в секторе ЗИЗЛХ на 33 МтCO2э в год. В 2010-2024 гг. нетто-выбросы во всех секторах росли на 47 МтCO2э в год, а нетто-стоки в ЗИЗЛХ сокращались на 36 МтCO2э в год. Таким образом, требуется обеспечить прирост стока на 69 (33+36) МтCO2э в год по сравнению с последними трендами для нейтрализации потери стока и для его наращивания. Принятый ОНУВ-2 (см. табл. 4.1) допускает возможность увеличения выбросов до 2035 г. в среднем на 57 МтCO2э в год. Это на 10 МтCO2э больше среднегодового прироста нетто-выбросов в 2010-2024 гг. (47 МтCO2э в год) и превышает годовые выбросы ПГ Португалии или Швеции.

Если выбросы достигнут верхней границы ОНУВ-2, то после 2035 г. для достижения углеродной нейтральности нетто-выбросы должны снижаться на 66 МтCO2э в год. ИНП РАН, который проводил эти расчеты (Широв А.А. и А.Ю. Колпаков, 2023) утверждает, что использовалась оптимизационная модель. Такой временной профиль в оптимизационной постановке требует отдельного объяснения параметров модели, включая ставку дисконтирования (чем она выше, тем в большей степени решение задачи декарбонизации перекладывается на будущие поколения) и межвременные ограничения; без соответствующего анализа чувствительности однозначно связать его с одним параметром нельзя. Для обоснования возможностей снижения годовых выбросов на 52-66 МтCO2э в год требуется тщательный анализ пределов изменений ключевых факторов, определяющих динамику выбросов ПГ.

Рисунок 4.1 Соотношение краткосрочных, среднесрочных и долгосрочных целей по контролю за выбросами ПГ*




*Значения выбросов за 1990 г. даны по НДК 2021 г. и 2026 г.

Источники: расчет авторов.

## 4.2 Ансамбль моделей и набор траекторий движения России к углеродной нейтральности

**Существует ограниченный опыт использования консорциума моделей и более распространенный опыт использования ансамбля долгосрочных моделей для выявления возможных траекторий декарбонизации**. Применительно к России к первому можно отнести работу Консорциума 5 (2024). Его возглавил (координировал) ИНП РАН, а также в него вошли еще пять институтов Российской Академии наук: ИНЭИ РАН, ИМЭМО РАН, ИСЭМ СО РАН, ИЭОПП СО РАН и ОИВТ РАН. В России есть опыт применения и второго подхода. Его использовал ЦЭНЭФ-XXI, когда в 2014 г. совместно с

еще четырьмя аналитическими группами провел расчеты по 30 согласованным сценариям (Башмаков, ред. 2014). На основе использования второго подхода организована работа МГЭИК, которая делает оценки на основе обобщения результатов более 3000 сценариев, разработанных несколькими десятками исследовательских групп (IPCC, 2022).

**В данной работе проведен анализ более тридцати сценариев декарбонизации для России с горизонтом до 2050-2060 гг., разработанных после 2022 г. с использованием двух десятков долгосрочных моделей, созданных как российскими, так и зарубежными экспертами.** Одни сценарии экстраполируют сложившиеся тенденции, другие показывают последствия заданных сценарных условий, третьи оценивают возможные пути достижения установленной цели (*back-casting*) – например, достижения углеродной нейтральности, – а стресс-сценарии рассматривают влияние неблагоприятного сочетания внешних условий. Поэтому при сравнении сценариев важно учитывать не только полученную траекторию, но и задачу, для решения которой они строились (EIA, 2026; NGFS, 2025). В анализ включены около двух десятков источников (табл. 4.2), содержащих сценарии декарбонизации для России или оценивающих последствия реализации отдельных мер политики. Для содержательного сравнения результатов необходимо учитывать: границы моделируемых систем, включая охват секторов и источников выбросов; макроэкономические сценарные условия; допущения об используемых мерах политики декарбонизации и параметрах технологий, а также характеристики и свойства самих моделей. Влияние различия в моделях наиболее ярко проявляется в исследованиях, где согласованный набор сценарных условий является входом для нескольких моделей (Башмаков, ред. 2014; IPCC, 2022). Причины расхождений сценариев можно обсуждать увереннее, когда они рассчитаны на одной модели или по общим правилам. Если одновременно различаются исходные данные, устройство модели и предпосылки, результаты показывают диапазон оценок, но не позволяют отнести расхождение к одному фактору. Такие случаи рассматриваются далее с явной оговоркой о пределах интерпретации.

**Среди рассматриваемых российских исследований комплексный охват основных секторов кадастра парниковых газов обеспечивают модельные системы Консорциума 5, ЦЭНЭФ-XXI и РСПП–ИНП РАН** (Башмаков 2023, 2024; Башмаков и др., 2022). При этом степень детализации отраслевых выбросов, способы моделирования ЗИЗЛХ и полнота раскрытия методологических предпосылок существенно различаются. В основном же модели оценивают траектории выбросов для сектора «энергетика» и отражают оценки динамики параметров развития электроэнергетики, топливных рынков, макроэкономических последствий и переходных рисков. Кроме того, есть модели для отдельных секторов – модель МАДИ для автомобильного транспорта (Трофименко и др., 2023, 2026), модели ЦЭНЭФ-XXI для электро- и теплоэнергетики, промышленности, транспорта, зданий и для сектора отходов (Башмаков и др., 2022, 2023). Есть также отдельные модели для оценки эффектов CBAM (Башмаков, 2022; Bashmakov et al., 2022; Макаров и Смоловик, 2025) или распределительных эффектов от мер по декарбонизации (модель DEFEND, Башмаков 2023; Bashmakov, 2024). В работе также использовались данные сценариев *Энергетической стратегии России до 2050 г.* и других официальных стратегий, например, проекта *Транспортной стратегии Российской Федерации до 2036 года* с прогнозом на период до 2050 г. (Транспортная стратегия, 2026). Обзорные (Башмаков, 2025) и методологические работы используются для объяснения предпосылок и ограничений отдельных моделей.

**В фокусе анализа – оценки траекторий декарбонизации и энергоперехода именно для России. Доступные сценарные оценки как в целом, так и по секторам, сведены в базу данных – ОДНиР (Оценочный Доклад Низкоуглеродная Россия).** Ряд глобальных моделей имеет более агрегированное географическое разрешение – «Евразия», СНГ и другие региональные агрегаты. Такие оценки используются только как внешний контекст,

если показатель для России не выделен. В сравнение включены только значения, которые можно воспроизвести на основе публикаций или извлечь из прилагаемых к ним баз данных. Для каждого показателя учитываются его определение, единица измерения, базовый год и географический охват, а также различие между модельным результатом, исходным допущением и официальной целью. Это позволяет не смешивать показатели, которые похожи по названиям, но имеют разный смысл. Кроме того, в базе данных ОДНиР всем сценариям поставлены в соответствие характеристики темпов экономического роста – низкие (рост ВВП в среднем менее чем на 1,5% в год), умеренные (рост ВВП в диапазоне 1,5-2,5% в год) и высокие (рост сверх 2,5% в год), – а также характеристика набора мер политики декарбонизации (текущие, новые и решительные). Временной горизонт сопоставления – 2025–2050 гг. и, при наличии данных, 2060 г.

**Таблица 4.2 Корпус моделей и публикаций, используемых для оценки эффектов декарбонизации**

| Источник | Модель | Сценарии | Основная функция | Ограничение |
|---|---|---|---|---|
| **Башмаков (2023); Bashmakov (2024)** | DEFEND (distributional effect of national decarbonization) | В качестве сценариев используется архитектура разных мер политики декарбонизации | Оценивает влияние мер политики декарбонизации на доходы и расходы населения по децилям | Расчеты проводятся только для жилых зданий и пассажирского транспорта |
| **ВЭБ.РФ (2023)** | Методика раскрыта частично | Инерционный; Оптимистичный | Выбросы, инвестиции и лесной потенциал | Охват газов, ЗИЗЛХ и единицы раскрыты неполно |
| **ВШЭ (Давыдова и др., 2025)** | Модели общего равновесия GTAP-Power и GTAP-E | Шесть сценариев зависимости от введения цены на $CO_2$ и пограничного углеродного регулирования в ЕС, Китае и России | Оценки влияния углеродного регулирования Китая на российскую экономику | Статическая модель, которая позволяет сравнивать результаты до и после введения заложенного в разные сценарии углеродного регулирования |
| **ИНЭИ РАН (2024)** | Модельно-информационный комплекс | Туман; Раскол; Ключ | Энергия, топливные рынки и внешние условия России | Нет полной траектории всех ПГ и макроэкономических эффектов |
| **Консорциум 5 (2024)** | Единая модельно-информационная система. В работе не описана | Целевой; Инерционный; эксперименты | Полный набор ПГ и секторов, энергия, промышленность, оценка эффектов CBAM, занятость | Результат существенно зависит от задаваемых извне динамики ВВП и объемов нетто стоков в ЗИЗЛХ |
| **МАДИ (2026)** | Модель для автомобильного транспорта | Инерционный и Инновационный | Оценка потребления энергоносителей и выбросов ПГ автомобильным транспортом | Расчеты проводятся только для автомобильного транспорта |
| **РСПП-ИНП РАН (2026)** | Инструментарии ИНП РАН | Агрессивный, Оптимальный, Умеренный | Полный набор ПГ и секторов | Недостаточно раскрыты отраслевая детализация расчётов выбросов ПГ, методика прогнозирования поглощений в ЗИЗЛХ и взаимосвязи между блоками модели. |
| **РЭА (2024)** | Собственный модельный комплекс | Всё как встарь; Рациональный технологический выбор; Чистый ноль | Подробные энергетические балансы России | Ограниченная макроэкономика и углеродные цены |
| **ЦЭНЭФ-XXI (2022. 2023)** | Система (облако) имитационных моделей, включая модели макроэкономики и отдельных секторов | 4S, 4D, 4F | Полный набор секторов: ПГ, ЗИЗЛХ, энергия, ВВП, инвестиции, расходы потребителей на энергию | Выбросы от ЗИЗЛХ определяются по принципу Forest Last – как объем, необходимый для достижения углеродной нейтральности после оценки динамики выбросов в остальных секторах |
| **ЦЭНЭФ-XXI (Bashmakov et al., 2022; Башмаков, 2022)** | Модель CBAM-RUS | 10 сценариев реализации схемы CBAM | Последствия для России от 10 сценариев реализации схемы CBAM | Расчеты только по секторам, включенным в схему CBAM |
| **Drebentsov, Novikov, Turdyeva (2026)** | Статическая CGE России | REA BAU / RTC / NZ: FM и MC | Перевод сценариев РЭА в CGE и макроэкономические последствия | Макроэкономические результаты зависят от способа переноса энергетических ограничений в CGE |

**удалено:** Оценка траекторий достижения углеродной нейтральности к 2060 г.

| Источник | Модель | Сценарии | Основная функция | Ограничение |
|---|---|---|---|---|
| **Shirov et al. (2023)** | CONTO | WAM; MAM | Предпосылки, сформированные при участии заинтересованных сторон, и макроструктурные последствия | Часть технологических параметров задается до расчета |
| **Turdyeva (2024)** | Статическая CGE России | BAU; CBAM; ETS; комбинации | Внешние ограничения, цены, ВВП и углеродная цена | Статическая структура; базовый год 2016 |
| **JRC GECO 2025 (2026)** | POLES-JRC; JRC-GEM-E3 | Reference; NDC-LTS; 1.5°C | Машиночитаемые ряды России: ПГ, энергия, генерация, топливо, цены, макроэкономика | ЗИЗЛХ не выделен отдельно; нет инвестиций и углеродной цены |
| **MIT Global Change Outlook (2025)** | EPPA; IGSM; MESM | Current Trends; Accelerated Actions | Абсолютные ряды региона RUS до 2050 г.; глобальный климатический ансамбль | Климатические файлы глобальны и не описывают физические риски России |
| **EIA IEO 2023** | World Energy Projection System (WEPS) https://www.eia.gov/outlooks/ieo/weps/documentation/ | 7 сценариев | Допущения описаны в https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/IEO2023_Narrative.pdf Результаты доступны | Расчеты в основном по параметрам энергобаланса. Выбросы только $CO_2$ суммарно по сектору «энергетика». Россия выделяется |
| **IEA WEO 2025** | GEC Model | CPS; STEPS | Открытые ряды по России: энергия, генерация, спрос на топливо и $CO_2$ | NZE и российская добыча топлива отсутствуют в открытом наборе |
| **PARIS REINFORCE D7.6 (2022)** | Ансамбль IAM и национальных моделей | Current; NDC; 2°C; 1.75°C; 1.5°C | Методология широкого межмодельного сравнения | Используется преимущественно для методологии межмодельного сопоставления; российские ряды представлены подробнее в Post-Glasgow |
| **NGFS Phase V (2025)** | GCAM; MESSAGEix; REMIND; NiGEM | Восемь долгосрочных сценариев | Машиночитаемые ряды по России по переходным и физическим рискам | Сопоставимость зависит от метода географической детализации и границ модельного региона |
| **World Bank / HSE (2021)** | Глобальная CGE; CBAM-модель | Reference; unilateral; global action | Торговля, выпуск, благосостояние и внешние риски | Базовый год ENVISAGE/CBAM – 2014; внешнеэкономическая среда предшествует последующим геоэкономическим сдвигам |
| **IMF (2023)** | Концептуальный анализ | Фрагментация / поликризис | Дизайн сценариев при геоэкономической фрагментации | Нет самостоятельного количественного сценария России |
| **IAM-COMPACT Study 6 (2025)** | GCAM 7.0 | Base WACC; Survey; Fossil; NonFossil; Fragmented | Сопоставимый эксперимент о влиянии стоимости капитала | ВВП и население являются предпосылками; одна модель |
| **NDC-ASPECTS (2024)** | EDS; GCAM-PR 7.0 | BAU; NDC/LTT; AFOLU sensitivities | Российская энергетическая траектория; анализ чувствительности к ограничениям на использование земель, лесов и биоэнергии | AFOLU не трактуется как самостоятельная российская траектория |
| **PARIS REINFORCE Post-Glasgow (2023)** | GCAM-PR 5.3; GEMINI-E3 7.0; MUSE | Baseline; CP_EI; NDC_EI; NDC_LTT | Согласованное межмодельное сравнение российских рядов | Включены только три модели и четыре согласованных сценария |

Источник: составлено авторами по рассмотренным публикациям и сопровождающим их наборам данных. Названия сценариев приведены в формулировках первоисточников. Порядок строк не отражает оценки качества или предпочтительности источников.

**Анализ результатов охватывает не только выбросы ПГ в разных секторах, но и определяющие их факторы**: объемы и структуру потребления первичной и конечной энергии, энергоемкость, развитие электро- и теплоэнергетики, добычу и использование ископаемого топлива, инвестиции и цены на энергию и углерод, а также макроэкономические показатели и социально-экономические эффекты. Показатели сопоставляются только при явно определенных единицах, базовом годе и географическом охвате. В ряде случаев при включении в базу данных ОДНиР показатели переводились в сопоставимые единицы.

**Российские исследования по декарбонизации и энергопереходу решают широкий спектр задач.** ЦЭНЭФ-XXI (2022), РЭА (2024), ИНЭИ РАН (2024) и Консорциум 5 (2024) оценивают изменения в энергобалансах и топливных рынках с разными уровнями детализации. ЦЭНЭФ-XXI (2022) и Консорциум 5 (2024) интегрируют оценки развития энергетики, промышленности, выбросов, и стоков, а также макроэкономическую структуру; CONTO оценивает макроструктурные последствия предпосылок, сформированных при участии заинтересованных сторон; дорожная карта ЦЭНЭФ-XXI (2023а) детализирует последовательность секторных преобразований, а ЦЭНЭФ-XXI (2023б) фокусируется на анализе разрыва в амбициях и масштабах применения низкоуглеродных технологий. ВЭБ.РФ (2023) и работа Банка России (Turdyeva, 2024) дополняют этот набор оценками инвестиций, внешнеторговых ограничений и макроэкономических каналов. Анализ оценок перспектив достижения Россией углеродной нейтральности, сделанных российскими экспертами приведен в работе Башмакова (2025). Здесь он развивается с привлечением оценок зарубежных экспертов.

Международные исследования используются как для российских перспектив декарбонизации (EIA, IEA, NDC-ASPECTS, GECO), так и для характеристики внешнеэкономической среды. JRC, MIT, IEA и NGFS позволяют сопоставлять российскую траекторию с глобальными изменениями спроса, технологий и климатической политики. PARIS REINFORCE и NDC-ASPECTS особенно важны тем, что рассчитывают согласованные сценарии несколькими моделями или отделяют страновой энергетический сценарий от чувствительности к отдельным предпосылкам; IMF – как основа для интерпретации геоэкономической фрагментации.

**При сопоставлении сценарных оценок важно различать, какие связи модель рассчитывает эндогенно, а какие задает как предпосылки, а также используемый математический аппарат – оптимизационные, имитационные модели, модели межотраслевого баланса, уровень агрегирования (*top-down*) и (*bottom-up*) и другие особенности**. В этом плане анализ опирается на раскрытую авторами логику модели и границы применимости результатов. Ансамбль рассматриваемых моделей объединяет несколько классов. POLES-JRC и IEA GEC подробно описывают энергетическую систему и рынки. EPPA, JRC-GEM-E3, глобальная модель Всемирного банка и модель Банка России относятся к моделям вычислимого общего равновесия (CGE), хотя существенно различаются по динамике и географическому охвату. CONTO и система ИНП РАН имеют макроструктурную и межотраслевую основу. Консорциум 5, ИНЭИ РАН, РЭА, ЦЭНЭФ-XXI, IEA и EIA используют собственные модельно-информационные энергетические комплексы. Модельные комплексы Консорциума 5 и ЦЭНЭФ-XXI имеют наиболее широкий охват секторов. NGFS и PARIS REINFORCE опираются на ансамбли моделей.

**Разные классы моделей делают акцент на разных механизмах, поэтому результаты каждого класса моделей следует интерпретировать в пределах задач, для решения которых этот класс предназначен**. Энергетические модели позволяют оценивать физическую согласованность энергобалансов, ввод мощностей, межтопливную конкуренцию и энергетическую инфраструктуру. Межотраслевые макроструктурные системы отражают

производственные связи и структуру выпуска (в стоимостном выражении) и инвестиций. Модели общего равновесия связывают отраслевую структуру с относительными ценами, внешней торговлей, распределением факторов и благосостоянием. Имитационные секторные (инженерно-экономические) модели (*bottom-up*) детально описывают характеристики технологий, включая их стоимостные характеристики, и цепочки создания стоимости. Дорожные карты описывают последовательность мер, институциональные и прочие условия их реализации.

**Способ задания климатической цели определяет, какие переменные и параметры выступают предпосылками** (задаются экзогенно), **а какие становятся результатами расчетов на модели** (эндогенные переменные). Если цель задается как ограничение на выбросы ПГ, модель может рассчитывать цены на углерод и затраты, необходимые для выполнения этого ограничения. В других постановках цена углерода задается заранее, а модель определяет соответствующий уровень выбросов. В третьих моделях имитируются эффекты от существенно более широкого набора инструментов декарбонизации, включая не только ценовые, но и административные механизмы и механизмы решения стратегических задач, включая субсидии, стандарты и запреты на продукцию. В дорожных картах доли отдельных технологий могут выступать нормативными индикаторами. В CONTO часть технологических параметров задается в сценарии, сформированном при участии заинтересованных сторон, после чего модель рассчитывает макроструктурные последствия. В модели Банка России совокупное ограничение выбросов ПГ определяет цену квоты, а мировые цены и количественные ограничения экспорта задаются по сценариям. Аналогичное различие относится к мировым рынкам. Модель малой открытой экономики принимает мировые цены как заданные, поэтому не может оценить обратное влияние российской добычи на глобальный рынок. Глобальная модель общего равновесия формирует цены и торговые потоки совместно, но обычно имеет более агрегированное представление России и отдельных отраслей. Энергетические модели могут подробно рассчитывать ресурсы и транспортные маршруты, но не всегда эндогенизируют благосостояние и бюджетные последствия.

**Представление об источниках и условиях финансирования напрямую влияет на оценку темпов и стоимости энергоперехода**. CONTO предполагает, что специализированные инвестиции в декарбонизацию вытесняют иные инвестиции; авторы прямо отмечают, что отсутствие долгового финансирования усиливает отрицательный макроэкономический эффект МАМ. В других работах источник финансирования раскрыт менее подробно. Поэтому при сопоставлении необходимо фиксировать, являются ли инвестиции дополнительными к базовой траектории, каким образом они финансируются и какие компоненты затрат включены в расчет. Статические CGE-модели оценивают новое равновесие при заданной структуре капитала и ограниченных механизмах накопления. Динамические энергетические модели лучше отражают выбытие и ввод мощностей, но могут не показывать, кто именно финансирует переход и как это влияет на потребление. При сопоставлении инвестиционных оценок необходимо фиксировать: являются ли они дополнительными к базовой траектории; включают ли сети, резервирование, энергоэффективность и замену оборудования; выражены ли в процентах годового или накопленного ВВП. Важный аспект – учет замещения инвестиций в топливную энергетику (с очень низкими или отрицательными параметрами капиталоотдачи – см. главу 3) в базовых сценариях инвестициями в низкоуглеродную энергетику (с существенно более высокими параметрами капиталоотдачи) в альтернативных сценариях (ЦЭНЭФ-XXI). От учета этого аспекта зависит оценка влияния процессов декарбонизации на экономический рост.

**Полнота публикации результатов является самостоятельным ограничением сопоставления**. Стандартизированные многомодельные базы NGFS и PARIS REINFORCE

позволяют прослеживать определения показателей и сценариев, тогда как в ряде российских работ основным открытым источником остаются таблицы и приложения к отчетам. Воспроизводимость межсценарного сравнения поэтому зависит не только от класса модели, но и от того, насколько полно опубликованы сценарные ряды, определения и исходные допущения. В ряде случаев ниже использовалась дополнительная информация, полученная по запросам от авторов сценарных расчетов (РЭА, ЦЭНЭФ-XXI).

**Полностью сопоставимыми считаются показатели с совпадающим охватом ПГ, территориальными и секторными границами, учетом ЗИЗЛХ, базовым годом и единицей измерения.** Сопоставимость модельных рядов с национальным кадастром оценивается по охвату ПГ, разграничению валовых и чистых выбросов, включению ЗИЗЛХ, секторным и территориальным границам, базовому году и единицам измерения. Наиболее частые технические несоответствия – смешение $CO_2$ и всех ПГ, валовых и чистых выбросов, энергетических выбросов и выбросов от использования топлива, а также разных базовых лет. MIT включает в показатель $CO_2$ ископаемое топливо, промышленные процессы и изменение землепользования, поэтому он шире чистого энергетического $CO_2$.

**Единицы измерения сопоставляемых показателей приводятся к единому виду только при возможности однозначного преобразовании**. Например, первичная энергия в РЭА и ИНЭИ РАН приводится в т н.э., а Консорциума 5 и ЦЭНЭФ-XXI — в ту. т. Прямое сопоставление требует физической конвертации. Инвестиционные и ценовые показатели сопоставляются после проверки базового года, валюты, горизонта накопления и знаменателя. Исходное значение и его определение сохраняются наряду с нормализованным показателем. В остальных случаях показатели приводятся к общей базе с явным описанием преобразования либо используются для качественной интерпретации. Это предотвращает формирование искусственного диапазона из показателей, имеющих разный экономический смысл.

**Различие базовых лет учитывается как при интерпретации уровней, так и относительных отклонений**. Этот аспект сопоставления очень важен, поскольку данные национального кадастра систематически пересматриваются (см. главу 2), что влечет за собой пересмотры уровней выбросов базового года. Статическая CGE-модель Банка России откалибрована на структуре 2016 г.; модель ENVISAGE в расчетах World Bank/HSE использует 2014 г. как базовый год. Российские энергетические прогнозы 2022-2026 гг. отражают более позднюю российскую и внешнеэкономическую среду и оценки кадастра. Для них базовыми являются 2019-2024 гг. Поэтому прямое сопоставление выбросов ПГ требует оговорок, а сопоставление уровней ВВП или экспорта в ряде случаев заменяется сравнением изменений внутри каждого сценарного семейства и анализом механизмов, стоящих за этими изменениями.

## 4.3 Качественные и количественные допущения сценариев

**Для интерпретации результатов принципиально различать параметры, задаваемые до расчета, и переменные, которые формируются моделью эндогенно.** Данный раздел показывает, при каких предпосылках формируются разные траектории и какие выводы непосредственно поддерживаются расчетами. Интегральная оценка вероятности, оптимальности и практической реализуемости отдельных сценариев возможна (Башмаков и др., 2014), но выходит за рамки сравнительного анализа в данной работе. Вместе с тем в разделе 4.7 проводится частичная проверка осуществимости отдельных сценарных предпосылок на основе факторного анализа, исторических аналогов и ресурсных ограничений.

**удалено:** О

**удалено:** Сценарные допущения определяют масштабы экономической активности, спроса, доступный технологический набор и ограничения внешней среды.

**Макроэкономические параметры в одних моделях являются сценарным допущением расчетов, в других – оцененным на модели результатом взаимодействия инвестиций, цен, технологических, структурных и поведенческих изменений**. **Этот аспект существенно влияет на результаты сценариев**. Например, Консорциум 5 (2024) и РЭА (2024) задают темпы роста ВВП экзогенно, тогда как ЦЭНЭФ-XXI их моделирует с использованием модели RUS-DVA (Башмаков, 2011; Башмаков и др., 2022), в которой интенсивность модернизации и внешнеэкономические условия влияют на темпы роста нефтегазового и ненефтегазового ВВП, и приходит к выводу, что декарбонизация российской экономики при заданных внешних параметрах ускоряет экономический рост (см. главу 3). Работа Банка России дает декомпозицию переходного риска относительно BAU. В *умеренном* сценарии почти все снижение ВВП связано с внешней климатической политикой и количественными ограничениями, тогда как внутреннее ограничение выбросов добавляет около 0,3 п.п. В экстремальном сценарии внутренний вклад возрастает до 4,3 п.п. Опубликованное сопоставление показывает, что оценка макроэкономического эффекта существенно зависит от доступа к технологиям и жесткости внешних торговых условий (Turdyeva, 2024). В CONTO (Shirov et al., 2023) более амбициозный сценарий сохраняет положительный экономический рост, но снижает темпы потребления и инвестиций; динамика экспорта при этом меняется гораздо меньше. Макроэкономическая цена перехода в данной модели формируется через сокращение экспорта углеводородов, внутреннее перераспределение ресурсов, инвестиционное вытеснение и рост относительных цен. Консорциум 5 публикует траектории ВВП, потребления, инвестиций и занятости для *Целевого* и *Инерционного* сценариев. Однако их различия нельзя полностью трактовать как чистый эффект декарбонизации: опубликованные таблицы не дают полного набора контрфактических расчетов при единой макроэкономической базе. Снижение занятости, например, в значительной степени связано с демографической траекторией.

**На Россию внешняя климатическая политика воздействует через несколько каналов: снижение мирового спроса на ископаемое топливо; изменение экспортных цен; ограничения доступа на рынки; углеродные платежи; изменение стоимости импортных технологий и капитала**. IMF указывает, что геоэкономическая фрагментация может одновременно замедлять снижение стоимости низкоуглеродных технологий, усиливать зависимость от инфраструктуры на ископаемом топливе и повышать частоту макроэкономических шоков. Следовательно, сценарий фрагментации нельзя сводить к простому добавлению торговых ограничений к сценарию планомерного перехода (IMF, 2023). JRC моделирует глобализацию и фрагментацию международной торговли в связке энергетической и макроэкономической моделей. NGFS выделяет *Fragmented World* как самостоятельную траекторию с неоднородной политикой и более высокими рисками. ИНЭИ РАН (2024) включает торговые ограничения в оси сценариев «*Туман*», «*Раскол*» и «*Ключ*». В работах Банка России и ЦЭНЭФ-XXI задаются изменения мировых цен на энергоресурсы и количественные ограничения их экспорта, что позволяет определить их вклад в ВВП. Эти подходы отражают разные аспекты одного процесса, и их результаты следует использовать совместно, а не выбирать один показатель фрагментации.

**Конкурентоспособность низкоуглеродных технологий определяет скорость их проникновения на рынок, а сама она определяется принятыми допущениями об их стоимостных характеристиках**. Технологические различия особенно заметны в электроэнергетике. Сценарии ИНП РАН WAM и MAM в CONTO (Shirov et al., 2023) различаются скоростью наращивания генерации на ВИЭ и АЭС. Одинаковая доля технологии в конечном году при разном масштабе генерации может соответствовать разным инвестиционным траекториям и требованиям к инфраструктуре. Различие определяется не

только удельной стоимостью установок, но и ограничениями на скорость строительства, резервированием, сетевой инфраструктурой и накопителями. ИНЭИ РАН (2024) отдельно подчеркивает, что стоимость отдельной солнечной или ветровой установки не тождественна системной стоимости электроэнергии при высокой доле переменной генерации. Возможным, но далеко не единственным и даже не самым главным инструментом стимулирования развития нетопливной генерации является введение цены на углерод, добавление которой в формулу приведенных затрат на генерацию электроэнергии (LCOE) делает технологии на ископаемом топливе менее конкурентоспособными. Цена углерода, при которой LCOE источников на ископаемом топливе и на ВИЭ выходят на паритет, и называется *ценой переключения*. Допущения о CAPEXах, OPEXах, параметрах обучения (снижения CAPEXов при каждом удвоении объемов генерации), нормах дисконтирования, способах отражения в моделях конкуренции между энергоносителями, учете дополнительных затрат на инфраструктуру существенно сказываются на сценарных оценках эволюции технологической структуры отдельных секторов. Оценки масштабов применения таких технологий, как использование водорода и CCUS, требуют задания широкого диапазона предпосылок. Например, РЭА в сценарии «*Чистый ноль*» и ЦЭНЭФ-XXI в сценарии «*4F»* отводят водороду значительную роль; в CONTO CCS появляется только в более амбициозной траектории. Разброс отражает различия в предполагаемой стоимости, доступе к оборудованию, транспортной инфраструктуре и наличии платежеспособного спроса.

**Энергоэффективность является общим элементом большинства сценариев глубокого сокращения выбросов, однако как модельный подход к оценке ее вклада, так и оцениваемые масштабы вклада заметно различаются**. В отдельных моделях параметры энергоэффективности задаются экзогенно. В сценариях ИНП РАН агрегированная энергоемкость в *Целевом* и *Инерционном* сценариях в 2050 г. близка, причем инерционный (!) показатель несколько ниже. ИНП РАН определяет снижение энергоемкости как функцию накопленных инвестиций и загрузки производственных мощностей. В этой логике получается, что неважно, с какими параметрами энергоэффективности новые технологии приобретались. Рост энергоемкости многих видов продукции и услуг (добыча и переработка нефти, газа, угля, производство электроэнергии, кокса, чугуна, стали, бумаги и картона, кирпича, транспортной работы железнодорожного и водного транспорта, использования энергии на 1 $м^2$ в сфере образования и др.) на протяжении последних 10 лет (2015-2024 гг.) при росте накопленных инвестиций показывает неадекватность такого подхода. ЦЭНЭФ-XXI использует существенно более развитый подход к оценке параметров энергоэффективности. Факторами являются параметры удельных расходов энергии для наилучших технологий по каждому направлению использования энергии, темпы вывода из эксплуатации старых и модернизации существующих мощностей (и целевые параметры энергоэффективности после модернизации), цены на энергоносители, уровни загрузки производственных мощностей, параметры климата и др.

**Допущения относительно потенциала сектора ЗИЗЛХ в части изменения стоков являются ключевыми при определении интенсивности мер по декарбонизации прочих секторов** и **являются самым большим источником расхождений прогнозных оценок.** Глубокое сокращение чистых выбросов в *Целевом* сценарии Консорциума 5 определяется прежде всего допущениями о том, что стоки в ЗИЗЛХ можно нарастить примерно на 1 $ГтСО_2э$. Напротив, в сценариях ЦЭНЭФ-XXI принимается допущение о сохранении тренда 2010-2024 гг. к снижению стоков, и для ЗИЗЛХ ставится задача его затормозить.

**Один и тот же официальный ориентир может быть представлен как ограничение на совокупные выбросы, экзогенная траектория, заданная цена углерода, технологический норматив, предпосылка по ЗИЗЛХ или конечное условие достижения нейтральности**. Эти

способы не эквивалентны. В JRC целевые сокращения с учетом ЗИЗЛХ на 2030, 2050 и 2060 годы выступают предпосылками сценария NDC-LTS. В целевом сценарии ИНП РАН траектория официальной стратегии задает конечный результат, включая существенное расширение поглощения ЗИЗЛХ. В модели Банка России ограничение на выбросы формирует рассчитываемую моделью цену квоты, тогда как внешние цены и количественные ограничения экспорта задаются отдельно. В CONTO значительная часть технологических долей и промежуточных индикаторов задается до расчета. Воспроизведение целевого уровня внутри сценария поэтому не следует интерпретировать как независимое подтверждение достижимости официальной цели.

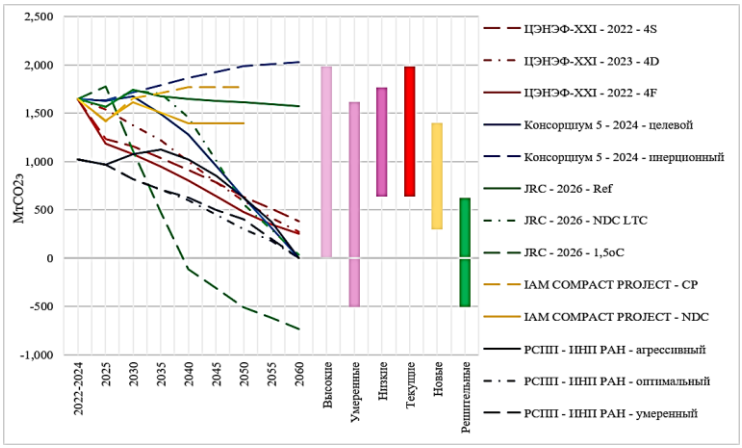
## 4.4 Нет одной дороги в будущее: сравнительный анализ сценариев

### 4.4.1 Нетто-выбросы парниковых газов

**Только в сценариях с очень высокими темпами роста ВВП при отсутствии дополнительных мер политики нетто-выбросы ПГ к 2060 г. могут вырасти или оставаться на полке.** Широкие диапазоны для каждой группы сценариев на рис. 4.2 и в табл. 4.3 отражают не только неопределенность прогнозных оценок, но и существенные пересмотры значений нетто-выбросов за базовые годы. В базовых сценариях JRC и IAM нетто-выбросы остаются на плато, а в *Инерционном* сценарии Консорциума 5 траектория стремится вверх и удаляется от траектории нейтральности. Близость итоговых показателей чистых выбросов не означает сходства инвестиционных программ, технологической структуры или рисков реализации.

**Имеющиеся сценарные прогнозы показывают, что траектории достижения углеродной нейтральности** (в сценариях ЦЭНЭФ-XXI (2022, 2023 и РЭА (2024) **или нейтральности по всем ПГ к 2060 г. существуют** (в сценариях Консорциума 5 (2024), ИНП РАН (2023), РСПП и ИНП РАН (2026) и JRC (2026). **Однако систематический и существенный пересмотр инвентаризации оказывает заметное влияние на геометрию этих траекторий** (рис. 4.2). Наиболее сопоставимыми являются траектории Консорциума 5, ИНП РАН и ЦЭНЭФ-XXI, поскольку эти публикации приводят чистые выбросы всех ПГ от всех источников в абсолютных единицах при близких значениях базового года. Траектории *Целевых* сценариев Консорциума 5 и ИНП РАН построены для выхода к 2060 г. на «чистый ноль» по всем ПГ, а ЦЭНЭФ-XXI – только по $CO_2$, как рекомендует МГЭИК. Сравнение только конечных значений скрывает различия в скорости и последовательности преобразований. Траектории *Целевого* сценария Консорциума 5 в основном повторяют более ранние оценки ИНП РАН: нетто-выбросы ПГ во всех секторах не снижаются до 2030 г., а основное снижение переносится на период после 2030 г. В работе РСПП и ИНП РАН в *«агрессивном»* сценарии нетто-выбросы растут до 2035 г. Из описания неясно, почему. Временные профили в сценариях ЦЭНЭФ-XXI и в двух сценариях РСПП и ИНП РАН заметно отличаются. У ЦЭНЭФ-XXI сокращение нетто-выбросов начинается раньше и проходит более равномерно. В работе РСПП и ИНП РАН базовый уровень нетто-выбросов ПГ существенно понижен по итогам пересмотра инвентаризации. Более того, по итогам проекта по дальнейшему уточнению поглощений ПГ экосистемами России авторы ожидают прирост поглощения на 290 Мт $CO_2$э к 2030 г. и еще на 150 Мт $CO_2$э к 2035 г. Непонятно, отражены ли эти ожидания в опубликованных траекториях выбросов.

## Рисунок 4.2 Динамика нетто-выбросов ПГ в различных сценариях*




*диапазоны оценок показаны для 2050 г.

Источники: см источники к табл. 4.2.

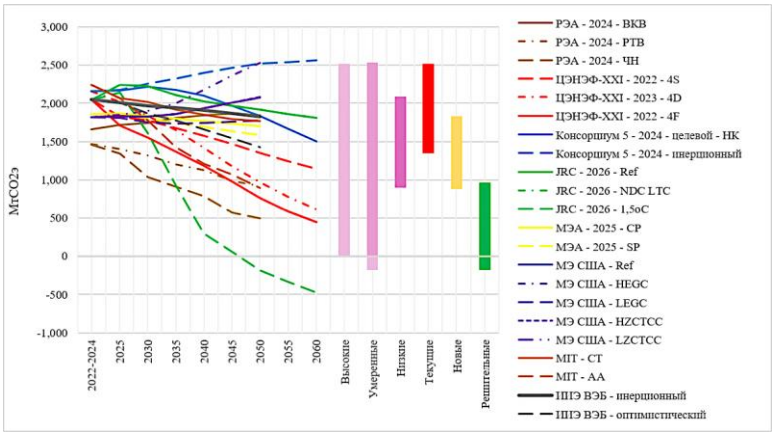
**Все сценарные прогнозы динамики выбросов ПГ можно разделить на два семейства: *Forest Last* и *Forest First.* Авторы первой группы** (зеленая зона на рис. 4.2) **верят в возможность декарбонизации многих секторов экономики России, а авторы второй** (красная и желтая зоны на рис. 4.2) **полагают, что задача решается преимущественно за счет масштабного наращивания стоков в ЗИЗЛХ при умеренных усилиях по декарбонизации остальных секторов.** Все актуальные прогнозы согласны с полученным еще в 2014 г. выводом (Башмаков и др., 2014), что существует потолок роста выбросов ПГ до 2060 г. Только три прогноза (*Инерционный* сценарий Консорциума 5 и два сценария МЭ США, в которых заложены высокие темпы экономического роста и (или) не принимаются дополнительные меры политики по контролю за выбросами ПГ, предполагают возможность роста выбросов к 2050-2060 гг. от уровня базового года. Все сценарии с новыми мерами политики независимо от их макроэкономических допущений позволяют удерживать выбросы в 2050-2060 гг. ниже значений базового года. В сценариях, попавших в красную и желтую зоны, задача декарбонизации в основном решается за счет стратегии *2F – Forest First*, в которой основная нагрузка по выходу на углеродную нейтральность переносится на сектор ЗИЗЛХ. В *Целевом* сценарии Консорциума 5 вклад ЗИЗЛХ в снижение нетто-выбросов до 2040 г. равен 67%, до 2050 г. – 62%, до 2060 г. – 60%. В работах ЦЭНЭФ-XXI, РЭА и MTI решалась задача поиска для России траектории, по которой она может достичь углеродной нейтральности к 2060 г., не полагаясь на кратное наращивание нетто-стоков в ЗИЗЛХ, и было показано, что такие траектории существуют. Ниже показано, как эти стратегии отражаются на динамике выбросов ПГ в отдельных секторах.

**Таблица 4.3 Избранные опубликованные показатели выбросов**

| Источник | Сценарий | Показатель | Начальный/ базовый год | Среднесрочный период | | 2050 | 2060 | Интерпретация |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | 2030 | 2035 | | | |
| ИНП РАН | Целевой | Чистые выбросы всех ПГ, млн т $CO_2$-экв. | 2021 | 1673,2 | — | 629,9 | −0,1 | Снижение после 2030 г.; растет поглощение ЗИЗЛХ |
| ИНП РАН | Инерционный | Чистые выбросы всех ПГ, млн т $CO_2$-экв. | 2021 | 1717,8 | — | 1986,3 | 2026,0 | Рост валовых выбросов |
| ЦЭНЭФ-XXI | 4D / Forest Last | Чистые выбросы всех ПГ, млн т $CO_2$-экв. | 2021 | 1375 | — | 592 | 275 | Раннее снижение; нейтральность в 2060 г. только по $CO_2$ |
| Shirov et al. | WAM | Изменение чистых выбросов к текущему уровню, % | 2021 / текущий уровень | — | — | +5% | — | Абсолютные нетто-выбросы растут |
| Shirov et al. | MAM | Изменение чистых выбросов к текущему уровню, % | 2021 / текущий уровень | — | — | −92% | — | Нейтральность около 2053 г. |
| Shirov et al. | MAM к WAM | Вклад в разницу чистых выбросов в 2050 г., % | 2050 | — | — | ЗИЗЛХ 31; электро- и теплоснабжение 23; добыча и переработка 12; здания 11; дорожный транспорт 10; CCS 4 | — | Сокращение распределено между несколькими секторами и механизмами |
| MIT | Current Trends | Изменение выбросов ПГ к 2025 г., % | 2025 | — | −7% | −15% | — | Модельный регион RUS |
| MIT | Accelerated Actions | Изменение выбросов ПГ к 2025 г., % | 2025 | — | −31% | −59% | — | Траектория 1,5°C |
| ВЭБ.РФ | Инерционный / оптимистичный | Выбросы, млн т $CO_2$ | 2022 | — | — | 1825 / 1428 | — | Охват требует уточнения |
| JRC | NDC-LTS | Официальная цель с ЗИЗЛХ к 1990 г., % | 1990 | −30% | — | −80% | −100% | Предпосылка, не результат |

Источник: ИНП РАН (2024), приложения 4–5; ЦЭНЭФ-XXI (2023), табл. 1.1; Shirov et al. (2023), табл. 3 и текст результатов; MIT CS3 (2025), табл. 3; ВЭБ.РФ (2023); JRC (2026), приложение 4. Значения имеют различную базу сравнения и не образуют единого статистического диапазона.

Рисунок 4.3 Динамика выбросов ПГ (без учета ЗИЗЛХ) в различных сценариях*



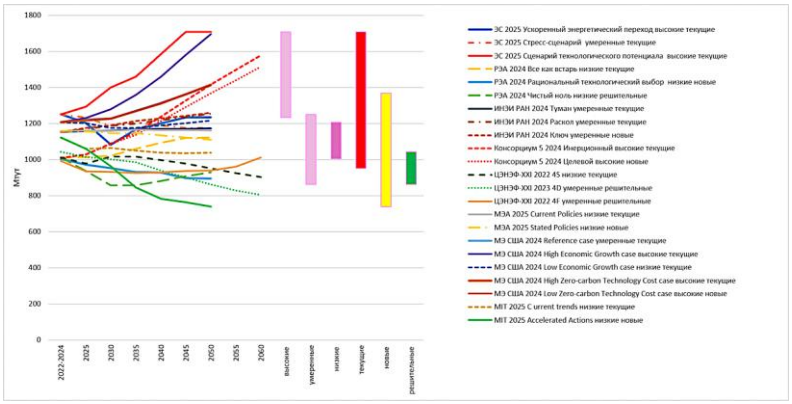

*диапазоны оценок показаны для 2050 г. РЭА, МЭА и МЭ США – только $CO_2$ от сектора «энергетика».

Источники: см источники к табл. 4.2.

### 4.4.2 Потребление энергии и топлива

**Потребление первичной энергии заметно растет только в сценариях с допущениями об очень высоких темпах роста ВВП и об отсутствии дополнительных мер политики по контролю за выбросами** (см. рис. 4.4 и табл. 4.4). Различия потребления первичной энергии за базовые годы определяются разными методами учета первичной электроэнергии в энергобалансах. Существуют три основных метода оценки параметров производства и потребления первичной электрической и тепловой энергии: метод частичного замещения топлива, метод прямого физического эквивалента и метод физического содержания энергии, или запаса физической энергии. В Энергетической стратегии используется метод частичного замещения топлива, а МЭА и ЦЭНЭФ-XXI используют метод физического содержания энергии.

## Рисунок 4.4 Динамика потребления первичной энергии в различных сценариях




*диапазоны оценок показаны для 2050 г.

Источники: см. источники к табл. 4.2.

Разброс оценок потребления первичной энергии на 2050 г. в *Энергетической Стратегии* довольно широк: от до 1175 Мтут в *Стресс-сценарии* до 1708 Мтут в *Сценарии технологического потенциала*. В сценариях Консорциума 5 и ИНЭИ РАН потребление первичной энергии растет и различается в 2060 г. только на 4%, то есть неопределенность изменения этого показателя практически игнорируется. Для этой системы решающими оказываются изменение топливно-технологической структуры и ЗИЗЛХ, а не только сокращение общего объема потребления энергии. В работе РЭА переходные траектории предполагают к 2050 г. примерно на 18–19% меньше потребление первичной энергии, чем в сценарии *«Всё как встарь»*. Кроме того, между собой они заметно различаются топливной структурой. Глубокая декарбонизация в РЭА сочетается с изменением структуры энергобаланса и снижением общего спроса на энергию. В сценарии ЦЭНЭФ-XXI *4F* потребление первичной энергии после некоторого сокращения начинает расти за счет активного развития водородной энергетики. В остальных сценариях оно медленно снижается. В сценариях МЭА потребление первичной энергии остается на полке до 2050 г., а во всех сценариях МЭ США оно растет. У MIT потребление первичной энергии снижается особенно динамично в сценарии *Accelerated Actions*.

**Таблица 4.4 Избранные показатели трансформации энергетики**

| Источник | Сценарий | Показатель | Значение | Комментарий |
|---|---|---|---|---|
| **РЭА** | Всё как встарь | Первичная энергия, 2050 | 774,5 млн т н.э. | Инерционная структура |
| **РЭА** | Рациональный технологический выбор | Первичная энергия, 2050 | 625,0 млн т н.э. | На 19,3% ниже «Всё как встарь» |
| **РЭА** | Чистый ноль | Первичная энергия, 2050 | 632,2 млн т н.э. | На 18,4% ниже «Всё как встарь» |
| **ИНЭИ РАН** | Туман / Раскол / Ключ | Первичная энергия, 2050 | 820 / 877 / 880 млн т н.э. | Различия роста, НТП и торговли |
| **ИНЭИ РАН** | Диапазон | Газ в первичной энергии / генерации, 2050 | 54–56% / 45–48% | Газ сохраняет значимую роль в энергосистеме |
| **ИНЭИ РАН** | Диапазон | Безуглеродные источники в первичной энергии, 2050 | 11–14% | Не равно доле в генерации |
| **CONTO** | WAM | Атом / ВИЭ в генерации, 2050 | 24% / 20% | Электропотребление +32% |
| **CONTO** | MAM | Атом / ВИЭ в генерации, 2050 | 28% / 45% | Электропотребление +84% |
| **ЦЭНЭФ-XXI** | 4D | Атом / ветер / солнце / ГЭС, 2050 | 33% / 10,6% / 6,7% / 16% | Смешанная безуглеродная структура |
| **IEA** | STEPS | Газ: добыча / экспорт, 2035 | 670 / 150 млрд м³ | Доля в мировой торговле 10% |

Источники: РЭА (2024), приложение по России; ИНЭИ РАН (2024), раздел 3 и таблицы 2.3–2.7; Shirov et al. (2023); ЦЭНЭФ-XXI (2023), табл. 4.1; IEA (2025). Единицы РЭА переведены из тыс. т н.э. в млн т н.э.

**Стратегическое видение правительства и отдельных аналитических структур, готовящих для него обоснования, можно выразить формулой: *3F* – «*Fossil Fuels Forever*».** В *Целевом* сценарии *Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2050 года* объемы потребления ископаемого топлива заметно выше, чем в *Инерционном*. Это косвенно отражает цель *Стратегии*: сохранить или нарастить объемы использования, производства и экспорта ископаемого топлива. В *Целевом* сценарии в 2050 г. потребление, производство и экспорт нефти, природного газа и угля превышают значения 2023 г. Доля ископаемого топлива в потреблении первичной энергии снижается незначительно: с 88% в 2023 г. до 85% в 2050 г. В *Сценарии технологического потенциала* эта доля в 2050 г. равна 82%, а в *Стрессовом* сценарии – 84%. По мнению разработчиков *Стратегии*, Россия до 2050 г. не сможет выбраться из ловушки чрезмерной зависимости от ископаемого топлива: ни в одном из сценариев его доля не падает ниже 82%. Эту позицию полностью разделяет ИНЭИ РАН (2024), который считает, что в России к середине века мало что изменится, и дает узкий диапазон доли ископаемого топлива в потреблении первичной энергии на 2050 г. (85-88%) при росте объемов потребления ископаемого топлива во всех сценариях. Природный газ останется основой российского энергоснабжения в целом и основой российской электроэнергетики; потребление нефтепродуктов будет расти или останется на нынешнем уровне; потребление угля снизится, но умеренно, а возможный вклад ВИЭ можно рассмотреть только через очень сильное увеличительное стекло. В *Целевом* сценарии Консорциума 5 (2024) растет потребление жидкого топлива и природного газа, но снижается потребление угля, а доля ископаемого топлива падает до 81% к 2050 г. и до 75% в 2060 г. В *Инерционном* сценарии растет потребление жидкого топлива и природного газа, а потребление угля практически стоит на месте до 2050 г. и только к 2060 г. снижается. Доля ископаемого топлива даже немного

растет (до 88,5% к 2050 г.) и в 2060 г. возвращается к уровню 2023 г. – 88%. Таким образом, и в этих прогнозах ископаемое топливо «правит бал».

**Специалисты РЭА и ЦЭНЭФ-XXI смогли уйти от видения будущего через призму *3F* и видят возможности снижения доли ископаемого топлива в энергобалансе к середине века до 54-78%, включая значительную часть нефти и газа, используемых в качестве сырья в нефте- и газохимии и при производстве водорода.** РЭА только в сценарии *«Все как встарь»* видит возможности наращивания использования нефтепродуктов и газа в России. В этом сценарии доля ископаемого топлива снижается до 85%. В сценарии *«Рациональный технологический выбор»* потребление природного газа замораживается, а нефтепродуктов и угля – динамично снижается, и доля ископаемого топлива падает до 75%. Потребление всех ископаемых топлив динамично снижается в сценарии *«Чистый ноль»,* а их доля падает до 54%. Объемы потребления ископаемого топлива снижаются во всех сценариях ЦЭНЭФ-XXI, а доля ископаемого топлива в потреблении первичной энергии в сценарии *4S* составляет 78% в 2050 г. и 73% в 2060 г.; в сценарии *4D* – соответственно 69% и 58%; а в сценарии *4F* – 72% и 59%.

### 4.4.3 Прогнозы добычи и потребления ископаемых топлив

Только половина добычи ископаемого топлива используется на цели внутреннего потребления. Остальное идет на экспорт. Поэтому оценки добычи ископаемого топлива примерно в равной степени определяются перспективами его экспорта, который зависит и от глобального спроса, и от эффектов глобальной декарбонизации, и от внутреннего потребления, которое является функцией эффективности мер по декарбонизации в России. Прогнозные оценки экспорта нефти и газа, как правило, вводятся в модельные комплексы экзогенно на основе принятых допущений. Они рассмотрены в главе 3.

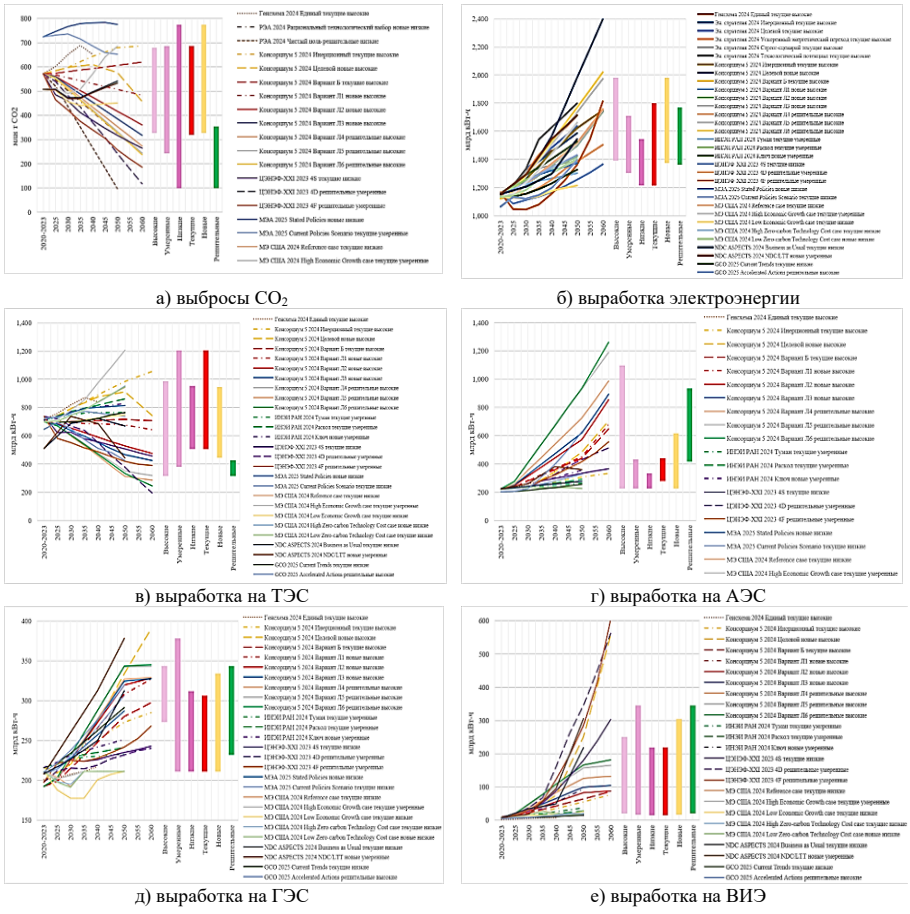
РЭА в сценарии «*Чистый ноль*» по сравнению со сценарием «*Всё как встарь*» сокращает к 2050 г. производство жидких топлив примерно на 79%, газа – на 56%, угля – на 77%. Масштаб такого изменения отражает прежде всего глобальную траекторию декарбонизации, заложенную в сценарий. ИНЭИ РАН дает значительно более устойчивую траекторию добычи нефти и газа. Наиболее благоприятный для газовой добычи сценарий «*Ключ*» сочетает международную координацию с более высоким экономическим ростом. Одна и та же технология поэтому получает разные функции в зависимости от внешней среды: газ может оставаться экспортным товаром, внутренним переходным ресурсом, источником низкоуглеродного водорода и средством балансирования энергосистемы. На горизонте 2035 г. IEA сохраняет значительные физические объемы российской газовой добычи, но одновременно предполагает более слабые экспортные позиции. Всемирный банк показывает тот же механизм в макроэкономической постановке: глобальная климатическая политика ухудшает условия торговли и сокращает выпуск углеродоемких экспортных отраслей. Для экономики важны объем добычи, цена, география рынка, транспортные издержки и рента от доступа.

### 4.4.4 Декарбонизация электроэнергетики

**Только в сценариях с высокими темпами экономического роста и сохранением текущих мер политики возможен рост выбросов ПГ в секторе «генерация электроэнергии». При менее амбициозных допущениях о возможном росте экономики сценарные оценки показывают снижение выбросов ПГ, глубина которого зависит от набора мер политики по декарбонизации электроэнергетики. Для сценариев с *решительными мерами* политики выбросы в 2050 г. составляют примерно половину от их уровня в 2023 г.** На рис. 4.5 видно, что уровни выбросов базового года в отдельных моделях не совпадают. Основная причина – разное разнесение потребления топлива на ТЭС на выработку

электрической и тепловой энергии, или отнесение всего потребляемого топлива только на выработку электроэнергии, как это сделано в *Генсхеме до 2042* г. (см. Башмаков и др., 2026). Четко прослеживается зависимость диапазонов сценарных оценок от допущений в части наборов мер политики декарбонизации, включая введение цены на углерод. Для *решительных мер* верхняя граница выбросов в 2050 г. не превышает 354 $МтCO_2э$, а нижняя уходит в зону менее 100 $МтCO_2э$ при базовом значении 2023 г. 573 $МтCO_2э$.

## Рисунок 4.5 Параметры выбросов и развития электроэнергетики в сценариях ансамбля моделей



а) выбросы $CO_2$

б) выработка электроэнергии

в) выработка на ТЭС

г) выработка на АЭС

д) выработка на ГЭС

е) выработка на ВИЭ

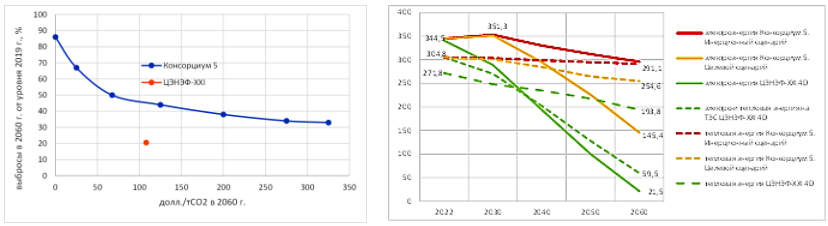
*диапазоны оценок показаны для 2050 г.

Источники: см. источники к табл. 4.2.

В *Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2050 года* показателей выбросов ПГ для электроэнергетики нет. Ее анализ показывает, что в этом документе

декарбонизация электроэнергетики не предусмотрена. В *Генеральной схеме до 2042 г.* выбросы от электроэнергетики растут. Консорциум 5 (2024), помимо двух основных сценариев, рассмотрел еще 7 сценариев с широким диапазоном цен на углерод. Их анализ (см. рис. 4.5) показывает, что даже без введения цен на углерод можно добиться снижения выбросов к 2060 г. на 14%; при цене 67,5 долл./т$CO_2$ – на 50%, а при цене 125 долл./т$CO_2$ – на 56%. Затем доля безуглеродных источников упирается в потолок 88-90%, что зеркально формирует нижний предел потребления ископаемого топлива на ТЭС. Эти расчетные эксперименты, показавшие возможность существенного снижения выбросов ПГ в электроэнергетике, не нашли отражения в основных сценариях Консорциума 5. В *Инерционном сценарии* в 2021-2060 гг. выбросы растут на 20% (удельные выбросы снижаются с 344,5 до 295,5 г$CO_2$/кВт-ч), а в *Целевом* снижаются на 20% (удельные выбросы снижаются до 145,4 г$CO_2$/кВт-ч, см. рис. 4.6). В этой работе есть еще десятый *«Оптимальный сценарий»*, в котором выбросы $CO_2$ от ТЭС снижаются только на 8%, а удельные выбросы – до 192 г$CO_2$/кВт-ч. Возможно, что в 2060 г. такие уровни удельных выбросов окажутся самыми высокими в мире (Bashmakov, 2026).

## Рисунок 4.6 Зависимость выбросов CO2 в 2060 г. от уровня цен на углерод и сценарные оценки удельных выбросов CO2 в процессах генерации электрической и тепловой энергии в России*




а) зависимость снижения выбросов $CO_2$ в 2060 г. от уровня цен на углерод

б) удельные выбросы $CO_2$ в процессах генерации электрической и тепловой энергии

* Для электроэнергии, а также для электроэнергии и тепла от ТЭС – г$CO_2$/кВт-ч, для тепловой энергии – кг$CO_2$/Гкал.

Источник: Башмаков и др. 2026.

ИНЭИ РАН (2024) не дает оценок выбросов ПГ, но во всех трех сценариях топливная генерация растет. В сценарии РЭА (2024) *Рациональный технологический выбор* снижение выбросов $CO_2$ в электроэнергетике России в 2022-2050 гг. составляет внушительные 43%, а в сценарии *Чистый ноль* – 83%. В работах ЦЭНЭФ-XXI (Башмаков и др. 2022, 2023а, 2023б; Башмаков 2022а, 2023б) в 2060 г. доля источников с низкими и нулевыми выбросами углерода увеличится с нынешних 40% до 78%, что позволяет снизить удельные выбросы до 100 г$CO_2$/кВт-ч.

**Уровень согласия сценарных прогнозов развития электроэнергетики России довольно низкий. Одна из причин – широкий разброс допущений относительно перспектив экономического роста** (рис. 4.5б). Зависимость оценок потребления электроэнергии от роста ВВП нетривиальна: чем выше темпы роста ВВП, тем за счет структурных сдвигов больше отставание роста электропотребления. В *Инерционном* сценарии прогноза Консорциума 5 ВВП до 2060 г. растет на 3,1% в год, а электропотребление – на 1,1%. В *Целевом* сценарии

соответствующие параметры равны 2,8% и 1,8%. В прогнозе ИНЭИ РАН ВВП до 2050 года растет на 1,8-2,4% в год, а электропотребление – на 0,4-1% в год. В сценариях *4D* и *4S* прогноза ЦЭНЭФ-XXI ВВП до 2060 года растет на 0,5% в год, а электропотребление – на 0,9% и на 0,45%. В прогнозе МЭА темп роста ВВП до 2050 г. равен 0,7%, а потребления электроэнергии – 0,65%. В прогнозе МЭ США среднегодовой темп роста ВВП равен 2,1%, а среднегодовой темп роста электропотребления – соответственно 1,4%. Обобщение показывает, что коэффициент эластичности является ассиметричным: чем выше темпы роста экономики, тем ниже его значение.

**Рост сценарных оценок потребления электроэнергии определяется не только темпами роста ВВП, но и набором мер по декарбонизации экономики.** В процессах декарбонизации экономики ведущая роль отводится электроэнергетике. Это позволяет за счет электрификации на основе использования низкоуглеродной электроэнергии снижать выбросы ПГ в других секторах. Сценарии глубокого сокращения выбросов предполагают ускоренную электрификацию, но различаются ее масштабом. В MAM рост электропотребления существенно выше, чем в WAM, а дорожная карта 4D предполагает удвоение доли электроэнергии в конечном потреблении к 2060 г. Декарбонизация конечных секторов переносит значительную часть инвестиционной и технологической нагрузки на генерацию, сети, резервирование и накопители.

**Разброс оценок выработки электроэнергии на ТЭС очень широк. Только в сценариях с решительными мерами политики выработка на ТЭС заметно снижается до узкого диапазона** (рис. 4.5в), **на основе которого можно формировать целевые установки по генерации на ТЭС в стратегических документах по достижению углеродной нейтральности.** В официальных документах Правительства РФ – *Энергетической стратегии* Российской Федерации на период до 2050 года и *Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2042 года* – предполагается рост выработки электроэнергии на ТЭС (рис. 4.5в). В *Генеральной схеме* потребность ТЭС в топливе в 2023-2042 гг. растет на 10%, а эффективность генерации электрической и тепловой энергии на ТЭС замораживается на 21 год. В *Целевом сценарии* Консорциума 5 генерация электроэнергии на ТЭС выходит на пик – 911 млрд кВт-ч в 2050 г. – и только потом снижается, оставаясь в 2060 г. выше значения 2021 г. В сценариях МЭА и Министерства энергетики США она также растет. Ни в одном из сценариев РЭА потребление ископаемого топлива на цели генерации электроэнергии до 2050 г. не растет. В сценарии *Рациональный технологический выбор* оно снижается на 36%, а в сценарии *Чистый ноль* – на 61%. Во всех сценариях ЦЭНЭФ-XXI к 2060 г. генерация на ТЭС заметно снижается. Основная часть прогнозов сходятся на том, что после 2035 г. угольная генерация будет заметно снижаться.

**Уровень согласия прогнозов в отношении выработки электроэнергии на бестопливных источниках довольно низкий: она тем выше, чем выше допущения о росте экономики и чем шире набор мер по декарбонизации электроэнергетики** (рис. 4х.г-е). **Однако сохранение широких диапазонов даже для сценариев с решительными мерами политики отражает разные предпочтения в отношении отдельных технологий.** По ВИЭ ИНЭИ РАН (2024) дает диапазон оценок на 2050 г. (млрд кВт-ч): ВЭС – 21-61; СЭС – 11-26; биоТЭС – 5-6; прочие ВИЭ – 1. Итого – 38-94 млрд кВт-ч. Для справки отметим, что в Великобритании уже в 2023 г. на ВЭС и СЭС было выработано 96,2 млрд кВт-ч.[4] В сценариях РЭА (2024) к 2050 г. выработка на ВЭС и СЭС растет (млрд кВт-ч): *Все как встарь* – до 15, *Рациональный технологический выбор* – до 585, а в сценарии *Чистый ноль* – до 1264. Это самая высокая оценка из всех имеющихся. Консорциум 5 (2024) рассматривает несколько сценариев роста

[4] UK Energy in Brief 2024

использования ВИЭ (ВЭС и СЭС) в ответ на введение цен на углерод и квотирование выбросов. В зависимости от этого генерация на ВИЭ растет до 64-155 млрд кВт-ч в 2050 г. и до 86-169 млрд кВт-ч в 2060 г. В 2060 г. это составляет только 4-8% в суммарной выработке. В *Инерционном* сценарии выработка на ВИЭ к 2060 г. растет до 77 млрд кВт-ч (ВЭС – 60, СЭС – 17), а в *Целевом* – до 557 млрд кВт-ч (ВЭС – 379, СЭС – 178). Это уже значимые 23% всей генерации. В сценариях ЦЭНЭФ-XXI даны следующие оценки (млрд кВт-ч): в *4S* централизованная выработка на основе ВЭС и СЭС растет до 279 млрд кВт-ч (21% от всего объема выработки; в доработанной в 2023 г. версии сценария *4D* – до 458 млрд кВт-ч, или до 27% от общей выработки, в т.ч. 265 млрд кВт-ч на ВЭС и 193 млрд кВт-ч на СЭС; в сценарии *4F* ветровая генерация достигает 352 млрд кВт-ч, а солнечная – 192 млрд кВт-ч, или в сумме 544 млрд кВт-ч, и они суммарно обеспечивают вполне реалистичные 30% совокупной выработки электроэнергии.

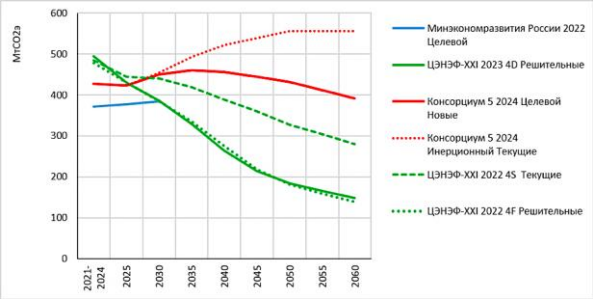
**Диапазон видения будущего ВИЭ в электроэнергетике России очень широк: от 15 до 1264 млрд кВт-ч**. Если не рассматривать крайние значения, то он сужается до 77-557 млрд кВт-ч, но все еще остается довольно широким. В оценках перспектив развития ВИЭ в мире многие оптимисты оказались пессимистами: генерация на ВИЭ росла намного быстрее даже их ожиданий. Конкурентоспособность низкоуглеродных технологий определяет скорость их проникновения на рынок и вытеснения топливных ТЭС. Во многих сценариях ВЭС и СЭС выигрывают конкуренцию с топливной генерацией на фоне роста цен на топливо и повышения CAPEXов на модернизацию действующих и на строительство новых ТЭС.

**Атомная энергетика сохраняет заметную роль во всех рассматриваемых российских сценариях глубокого сокращения выбросов, но ее сочетание с ВИЭ и газовой генерацией различается**. Эти различия отражают предпосылки о сроках строительства, стоимости капитала, загрузке мощностей и допустимой доле переменных ВИЭ. Газ в части сценариев сохраняет функции балансирования и теплоснабжения, тогда как в наиболее глубокой траектории РЭА его производство к 2050 г. сокращается более чем наполовину относительно инерционного варианта.

### 4.4.5 Промышленность

**Для повышения надежности оценок возможностей декарбонизации промышленных процессов требуются дополнительные исследования.** Сценарные оценки выбросов ПГ от промышленности выделяются только в сценариях ЦЭНЭФ-XXI (Башмаков и др., 2022, 2023) и Консорциума 5 (2024). Помимо выбросов от сжигания топлива эти работы также отражают динамику выбросов от промышленных процессов. Базовые уровни на рис. 4.7 различаются из-за разного охвата отраслей. В работах ЦЭНЭФ-XXI в сектор «промышленность» включена добыча и переработка топлива. Данные на рис. 4.7 не включают фугитивные выбросы. В *Инерционном* сценарии Консорциума 5 выбросы от промышленных процессов к 2060 году растут на 40%, а в *Целевом* сначала растут, а затем снижаются до уровня, близкого к исходному, в основном за счет применения технологии CCUS. Во всех сценариях ЦЭНЭФ-XXI применяются не только технологии CCUS, но и технологии, позволяющие заместить ископаемое топливо, используемое в качестве сырья и восстановителя водородом в черной металлургии и аммиачной промышленности. Базовый уровень выбросов в промышленности на рис. 4.7 превышает 400 $МтCO_{2э}$. С учетом косвенных выбросов ПГ, по оценке ЦЭНЭФ-XXI, выбросы в промышленности в 2024 году превышали 800 $МтCO_{2э}$. Это больше суммарных выбросов ПГ в таких странах, как Германия или Канада (EDRAR, 2026).

Рисунок 4.7 Динамика выбросов от промышленности в различных сценариях



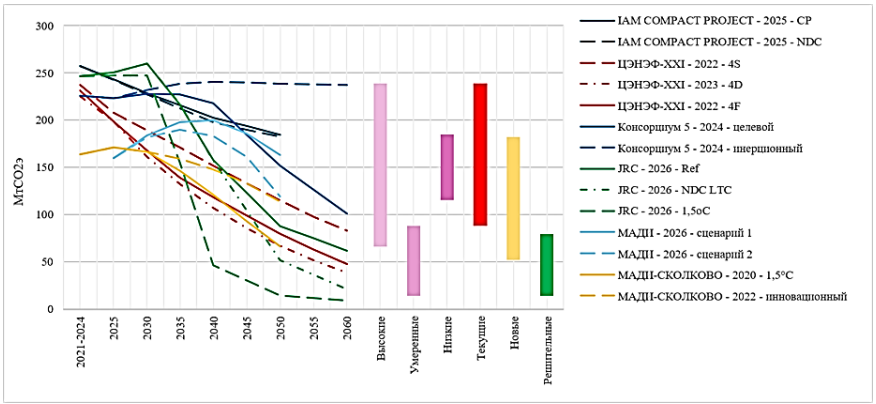

*диапазоны оценок показаны для 2050 г.

Источники: Консорциум 5 (2024); Башмаков и др. (2022, 2023).

### 4.4.6 Транспорт

**Только в *Инерционном* сценарии Консорциума 5 ожидается рост прямых выбросов от транспорта до 2035 г. с последующим выходом на плато до 2060 г. В прогнозе МАДИ 2023 г. выбросы от автомобильного транспорта растут до 2035-2040 гг., а затем снижаются. Во всех остальных сценариях на всем горизонте до 2060 г. выбросы ПГ снижаются** (рис. 4.8). Динамика выбросов в этом секторе в большей мере зависит от интенсивности мер политики, чем от динамики экономического роста. В моделях, где транспортный сектор интегрирован с другими секторами, по мере декарбонизации снижаются объемы работы по транспортировке топлива, которая занимает более половины грузооборота, что работает на снижение выбросов. В дорожной карте ЦЭНЭФ-XXI грузооборот к 2060 г. снижается на 40% (Башмаков и др., 2023). По мере снижения численности населения и его старения, роста доли занятых дистанционно и развития ИИ технологий снижается и пассажирооборот. Транспортная модель МАДИ отражает только выбросы от дорожного транспорта, тогда как прочие модели (ЦЭНЭФ-XXI, Консорциум 5, JVC и IAM Compact) охватывают все виды транспорта. Выбросы от дорожного транспорта доминируют, поэтому логика его моделирования существенно отражается на общем результате.

## Рисунок 4.8 Динамика выбросов от транспорта в различных сценариях




*диапазоны оценок показаны для 2050 г.

Источники: Башмаков и др. (2022, 2023); Консорциум 5 (2024); Трофименко и др., 2022, 2023; IAM Compact, 2025; Keramidas K. et al., (2026).

**В отношении легкового транспорта важный источник неопределенности – несогласие теоретических моделей относительно пика и насыщения в обеспеченности автомобилями** (Башмаков, 2023). Согласно теории пика, пробег личного автомобиля в расчете на душу населения по мере роста дохода достигает пика, а затем устойчиво снижается. Согласно модели насыщения рынка, использование автомобиля выходит на полку и остается на ней при росте дохода. Теория пика базируется на сокращении использования личных автомобилей во многих странах и во многих городах. В сценарии ЦЭНЭФ-XXI *4D* декарбонизация на транспорте опирается на существенное изменение интенсивности и структуры мобильности в соответствии с моделью пика. Важным аргументом в пользу выбора для России модели пика является неспособность российских потребителей во всех децилях заметно повысить обеспеченность автомобилями при очень медленном ожидаемом росте их доходов и уже произошедшем резком удорожании автомобилей. В таком анализе важно учитывать распределение доходов. Так, Башмаков (2023) показывает, что среднегодовой пробег автомобиля для десятого дециля по доходам почти на порядок выше, чем для первого.

На имитационной модели МАДИ сценарный прогноз выполнен на основании оценок уровня автомобилизации и динамики поставок и выбытия автомобилей, использующих разные типы энергоустановок (ЭУ) (Trofimenko et al., 2020; Trofimenko et al., 2020a; Trofimenko and Komkov, 2021). Для периода после 2035 г. по *инерционному сценарию* было принято допущение о сохранении линейных трендов структуры продаж, оцененных для 2020-2035 гг. В этом сценарии до 2035 г. сохраняется доминирование автомобилей с ДВС с постепенным ростом доли электромобилей и гибридов. По *инновационному сценарию* после 2035 г. доли поставок смещаются в пользу АТС с тяговым электроприводом (с зарядкой от постороннего или бортового источника электроэнергии – водородного бака и топливных элементов). Принимается допущение, что АТС на СПГ, а также автомобили с топливными элементами на водороде появятся в парке не ранее 2030 г. При реализации *инерционного сценария* доля легковых электромобилей и гибридов к 2050 г. может составить 23% парка, лёгких коммерческих – 12%, грузовых электромобилей и электробусов – не более 15%. При реализации *инновационного*

*сценария* (декарбонизация) доля легковых электромобилей может составлять 49% парка в 2050 г. В структуре парка электротранспорта доля гибридов будет постепенно снижаться с 86% до 10% к 2050 г. Оценки выбросов ПГ проведены с использованием программы COPERT. По этим оценкам, выбросы ПГ автомобильным транспортом по инерционному сценарию будут расти до 2040 г. (до 199,5 МтCO$_2$э), а далее снизятся до 165,6 МтCO$_2$э в 2050 г., что на 15,6 МтCO$_2$э выше уровня базового 2022 г. (рис. 4.x). Разница в объемах выбросов ПГ между двумя сценариями постепенно возрастает за счёт более интенсивного замещения традиционных видов топлива и энергии безуглеродными и к 2050 г. достигает 17%.

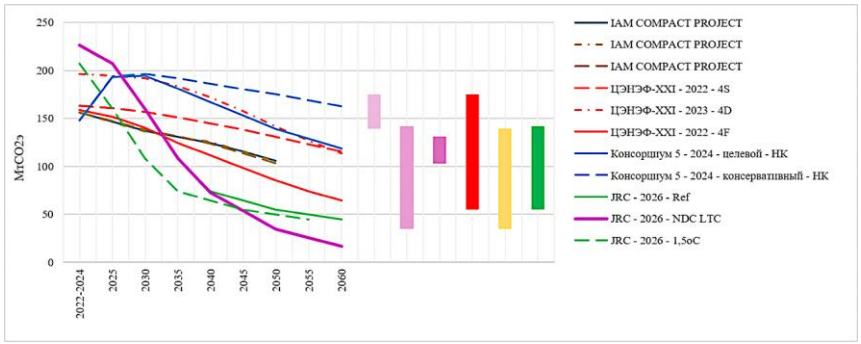
МАДИ в 2026 г. пересмотрел свой более ранний прогноз. Если в работе Трофименко и др. (2022) выбросы ПГ от автомобильного транспорта снижались после 2025 г., то в обновленном прогнозе они растут до 2035-2040 гг. и только затем начинают снижаться. В сентябре 2026 года МАДИ разработан *консервативный* (трендовый) вариант прогноза автопарка по типу энергоустановок на период до 2060 год с уточнением численности и структуры парка в 2023-2025 гг. и на последующие годы и прямых валовых выбросов ПГ. Ожидается, что парк бензиновых и дизельных ТС в ближайшие 35 лет практически не изменится, а парк электромобилей всех типов вырастет с 86 тыс. в 2025 г. до 3,6 млн в 2060 г., или до 6% от всего парка АТС. В этом случае выбросы ПГ автотранспортом (рассчитанные по программе COPERT при сохранении годовых пробегов и удельных показателей энергозатрат на единицу пробега 217 типов и подтипов ТС) могут вырасти к 2060 г. до 244 Мт CO$_2$э, или на 25% от уровня 2025 г.

В дорожной карте ЦЭНЭФ-XXI по достижению углеродной нейтральности парк легковых автомобилей к 2060 г. снижается почти в 2 раза, а доля электромобилей растет до 53%, а электробусов – до 74%. Выбросы от всего транспорта снижаются на 80% – с 236 МтCO$_2$ в 2021 г. до 46 МтCO$_2$ в 2060 г. Динамичное снижение выбросов также отражено с сценариях JRC и IEA COMPACT.

### 4.4.7 Здания

**Только в сценариях Консорциума 5 ожидается рост прямых выбросов от сжигания топлива в зданиях до 2045 г. с последующей возможностью снижения по отношению к базовому году. Во всех остальных сценариях на всем горизонте до 2060 г. выбросы ПГ от сектора зданий снижаются**. Динамика выбросов ПГ от сжигания топлива выделяется сравнительно редко. Охват источников выбросов и название этого сектора в отдельных работах, как правило, не совпадают. В работе Консорциума 5 – это «бытовой сектор», однако, судя по данным, он охватывает не только жилые, но и общественные здания. В работе JRC сектор назван «здания», но указанные объемы выбросов заметно превышают альтернативные оценки (рис. 4.9). В работах ЦЭНЭФ-XXI расчеты ведутся отдельно по жилым зданиям (для них создана специальная модель с высоким уровнем детализации) и общественным зданиям – коммерческим и бюджетным. *Целевой* и *Инерционный* сценарии Консорциума 5 до 2030 г. не различаются. Затем выбросы снижаются, но в *Инерционном* сценарии в 2060 г. превышают уровень базового года, а в *Целевом* возвращаются к нему только в 2045 г. и лишь затем снижаются, превышая в 2060 г. значения любого из альтернативных сценариев, показанных на рис. 4.9. В 2000-2024 гг. прямые выбросы ПГ от сжигания топлива в зданиях не росли. Не очень понятно, за счет каких факторов ожидается их скачок в оценках Консорциума 5.

Рисунок 4.9 Динамика выбросов от зданий в различных сценариях




*диапазоны оценок показаны для 2050 г.

Источники: Башмаков и др. (2022, 2023); Консорциум 5 (2024); IAM Compact, 2025; Keramidas K. et al., (2026).

ЦЭНЭФ-XXI, JRC и IAM Compact искали траектории снижения выбросов в семействе сценариев *Forest Last* и показали их. В сценариях JRC отражено очень резкое снижение выбросов ПГ уже к 2035-2040 гг., а в сценариях ЦЭНЭФ-XXI и IAM Compact снижение происходит более плавно. ЦЭНЭФ-XXI предложил дорожную карту по декарбонизации сектора жилых зданий (Башмаков и др., 2023). По этой карте, прямые и косвенные выбросы от жилых зданий снижаются к 2060 г. на 60% за счет внедрения новых требований по энергоэффективности при строительстве новых зданий и капитальном ремонте существующих, внедрении новых технологий повышения сопротивления теплопередаче (аэрогели, пенокерамика, материалы с фазовым переходом); балансирования спроса и предложения тепла в зданиях для систем теплоснабжения 4-го и 5-го поколений, интегрирующих все системы энергоснабжения и хранения энергии в зданиях; использования тепловых насосов, солнечных панелей и водоподогревателей. Для продвижения этих технологий предлагается использовать налоговые льготы застройщикам, достигающим высоких параметров энергоэффективности зданий, схемы софинансирования глубокого энергоэффективного капитального ремонта, применение «зеленой» ипотеки, «белых сертификатов», реализации программы «ВИЭ в зданиях» с целевыми показателями декарбонизации в рамках национального мега-проекта по развитию ВИЭ. Предлагается запустить две федеральные программы: «Активное строительство «пассивных» зданий» и «Глубокая и широкая реновация» с постепенным повышением требований по теплозащите зданий до уровня «пассивного здания» и повышением доли МКД, на которых реализуется глубокий капитальный ремонт со значительным снижением удельных расходов энергии.

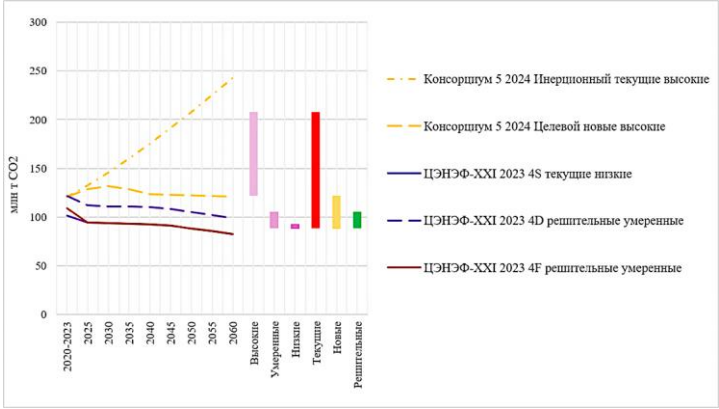
### 4.4.8 Сельское хозяйство

**В сфере долгосрочного прогнозирования выбросов ПГ от сельского хозяйства в России существует явный пробел в знаниях.** Только Консорциум 5 (2024) и ЦЭНЭФ-XXI (Башмаков и др., 2022, 2023) дают прогнозные оценки выбросов в этом секторе (рис. 4.10). В *Инерционном* сценарии Консорциума 5 заложен более чем двукратный рост выбросов. Основания для таких оценок неясны. В 2010-2024 гг. выбросы в этом секторе выросли, но только на 12 $МтCO_2э$. Непонятно, за счет чего в *Инерционном* сценарии они могут вырасти на 122 $МтCO_2э$ к 2060 г., особенно с учетом того, что ЗИЗЛХ составит жесткую конкуренцию за земли. В остальных сценариях на рис. 4.10 выбросы снижаются. Однако требуется совершенствование моделей и

проведение дополнительных исследований для более адекватного отражения эффектов возможных мер политики по контролю за выбросами ПГ от сельского хозяйства. Это важно, поскольку выбросы от этого сектора в 2024 г. составили 101 $МтСО_2э$. Это больше суммарных выбросов ПГ в Чехии (EDRAR, 2026).

Рисунок 4.10 Динамика выбросов от сельского хозяйства в различных сценариях

удалено: промышленности




*диапазоны оценок показаны для 2050 г.

Источники: Башмаков и др. (2022, 2023); Консорциум 5 (2024).

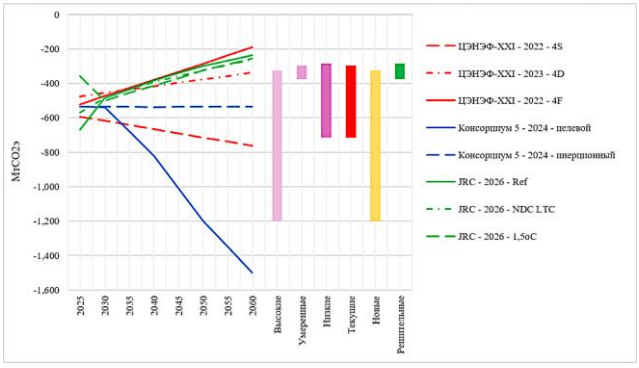
### 4.4.9 ЗИЗЛХ

**Оценки ключевой для семейства сценариев *Forest First* долгосрочной динамики объема нетто-стоков в секторе ЗИЗЛХ не имеют под собой надежной методической базы.** Динамика выбросов и стоков ПГ в секторе ЗИЗЛХ задается во многих сценариях либо экзогенно (Консорциум 5, 2024; ИНП РАН (2023), либо, как это делает ЦЭНЭФ-XXI, оценивается по остаточному принципу для достижения углеродной нейтральности (Башмаков и др., 2022, 2023; Шварц и др., 2025). Прежде для оценки перспектив динамики нетто выбросов в управляемых лесах использовалась модель РОБУЛ и ее модификации (Замолодчиков и др., 2013). Однако эта модель давала снижение нетто-стоков. Поэтому она была отвергнута, а новой на смену ей не появилось. Это серьезный пробел в знаниях, который должен быть заполнен.

**Для достижения углеродной нейтральности по стратегии *Forest First* необходимо: (а) остановить тренд к снижению нетто-стоков и (б) нарастить нетто-стоки. Решение тендема этих задач независимо от корректности новой оценки стоков равнозначно их увеличению на фантастические 1-1,5 $ГтСО_2$ за счет использования потенциала природных экосистем.** По расчетам Консорциума 5 и ИНП РАН (с использованием прежних оценок нетто-стоков в ЗИЗЛХ), для достижения углеродной нейтральности нужно увеличить стоки в ЗИЗЛХ на 950 $МтСО_2$ (рис. 4.11). Нужно также компенсировать тренд к снижению стоков. По прежним оценкам НДК, это снижение составляло 13,6 $МтСО_2$ в год. Экстраполяция этого тренда до 2060 г давала потерю стоков на 530 $МтСО_2$. Шварц и др. (2025) полагают, что национальную политику декарбонизации следует выстраивать с учетом высокой вероятности

постепенного снижения нетто-поглощения лесами с более 1 $ГтCO_2э$. в 2021 г. до примерно 0,3–0,4 $ГтCO_2э$ к 2050 г. Логично допустить, что к 2060 г. эта величина станет еще меньше. Тогда в сумме для достижения углеродной нейтральности нужно добавить более 1,5 $ГтCO_2э$ нетто-стоков в ЗИЗЛХ (0,95+0,6÷0,7). Используя данные по ЗИЗЛХ из НДК (2024) Шварц и др. (2025) рассмотрели три сценария увеличения нетто-стоков с диапазоном 0,1-0,65 $ГтCO_2э$. С учетом указанной в этой публикации тенденции к снижению нетто-стоков получается, что к 2060 г. увеличение нетто-стоков за счет мер по митигации в ЗИЗЛХ должно составить 1-1,5 $ГтCO_2э$. Как сказано выше, моделей для обоснования возможности наращивания нетто-стоков на такие планетарные объемы просто нет. Решение такой задачи осложняется тем, что лесные поглотители углерода в России работают неэффективно из-за лесных пожаров и других природных нарушений, чрезмерной вырубки лесов и их недостаточной способности к поглощению углерода (Vilkov and Tian, 2024). Согласно НДК (2026), запас углерода прирастает в год на 0,3 тС/га, или на 1,1 $тCO_2$/га. Даже при этой оценке, которая в 2 раза превышает показатель для близких по характеристикам лесов других стран, получается, что для решения задачи нужно увеличить площадь зрелых лесов на 1364 млн га. В расчетах ЦЭНЭФ-XXI наращивание стоков на 210 $МтCO_2$ требуется только в сценарии *4S*, в котором и рост, и модернизация экономики происходят очень медленно. Основная же часть сценариев исходит из того, что нетто-стоки в ЗИЗЛХ будут сокращаться, а значит, стратегия *Forest First* не позволяет решать задачу достижения углеродной нейтральности.

Рисунок 4.11 Динамика нетто-выбросов от ЗИЗЛХ в различных сценариях




*диапазоны оценок показаны для 2050 г.

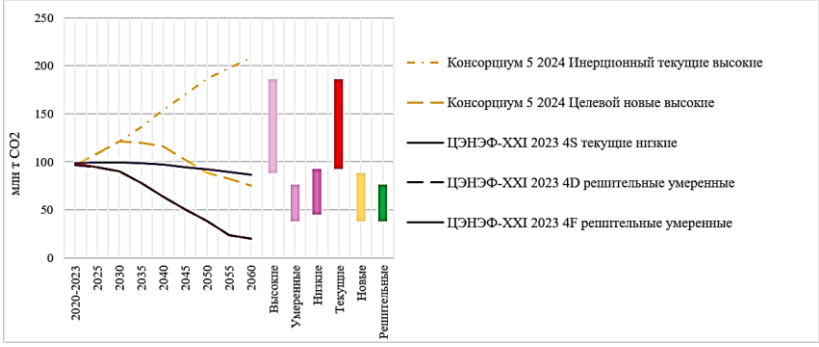
Источники: Башмаков и др. (2022, 2023); Консорциум 5 (2024); Keramidas K. et al. (2026).

### 4.4.10 Отходы

**В сфере долгосрочного прогнозирования выбросов ПГ от управления отходами в России существует явный пробел в знаниях.** Только Консорциум 5 (2024) и ЦЭНЭФ-XXI (Башмаков и др., 2022, 2023) дают прогнозные оценки выбросов в этом секторе (рис. 4.12). Как и в случае с сельским хозяйством, в *Инерционном* сценарии Консорциума 5 заложен более чем двукратный рост выбросов. В 2010-2024 гг. выбросы в этом секторе выросли на 13,5 $МтCO_2э$. Экстраполяция такого тренда дает прирост к 2060 г. в размере 35 $МтCO_2э$, а не на 100 $МтCO_2э$, как в этом сценарии Консорциума 5. ЦЭНЭФ-XXI в составе своего модельного комплекса

сформировал модель WASTE для оценки эффектов возможных мер политики по контролю за выбросами ПГ в секторе отходов. На ее основе в сценариях *4D* и *4F* был определен набор мер, позволяющих заметно снизить выбросы от этого сектора. Дальнейшие исследования в этой сфере очень важны, поскольку выбросы от этого сектора в 2024 г. составили 88 $МтCO_2э$. Это больше суммарных выбросов ПГ в таких странах, как Австрия и Белоруссия (EDRAR, 2026).

### Рисунок 4.12 Динамика выбросов ПГ в секторе «отходы» в различных сценариях




*диапазоны оценок показаны для 2050 г.

Источники: Башмаков и др. (2022, 2023); Консорциум 5 (2024).

## 4.5 Инвестиции, макроэкономические последствия и переходные риски

**В рассмотренных работах используется множество разных метрик затрат, связанных с декарбонизацией, что затрудняет сравнение затрат и эффектов для сценариев, полученных на разных моделях.** Эти метрики включают: изменение благосостояния, измеряемого дисконтированным частным потреблением; суммарные капитальные вложения в энергетический переход; приростные капитальные вложения;[5] долю капитальных вложений в декарбонизацию в ВВП; расходы на энергоснабжение в целом по экономике и по основным направлениям использования энергии; цены на углерод; цены переключения; сумму поступлений от механизмов с ценой на углерод и их долю в ВВП; отношение расходов на энергию к ВВП, которое отражает уровень экономической доступности энергии и др. В качестве критериев принятия инвестиционных решений используются приведенные затраты на производство энергии (LCOE) и промышленной продукции, приведенная стоимость экономии энергии, стоимость владения транспортными средствами, стоимость цикла жизни зданий и др. Опубликованные оценки затрат и выгод часто относятся к разным экономическим понятиям и поэтому не образуют единой шкалы для оценки стоимости энергоперехода и

[5] Обычно оценивают приростные капитальные вложения (IEA, 2023), поскольку инвестиции делаются не столько ради снижения выбросов ПГ, сколько ради получения доходов от выработки электроэнергии, производства продукции и транспортной работы, строительства жилья и пр. Доля приростных инвестиций, сопряженных именно со снижением выбросов ПГ, для отдельных технологий может варьировать от 0 до 100%, а в основном она равна 5-20%. Если стоимость автомобиля с ДВС равна 30 тыс. долл., в стоимость электромобиля – 34 тыс. долл., то приростные капитальные вложения составляют 4 тыс. долл. Их и следует использовать в расчетах.

декарбонизации как по экономике в целом, так и отдельных секторов. Инвестиционные потребности, отклонение ВВП или благосостояния, изменение цены электроэнергии и углеродная цена сопоставимы только после проверки состава затрат, горизонта, механизма финансирования и дисконтирования, базового сценария и ценовой базы. Инвестиционные оценки особенно чувствительны к определению дополнительных расходов. Выборка оценок приведена в табл. 4.5.

**Таблица 4.5 Выборочные метрики затрат в работах аналитических центров**

| Источник | Сценарий | Показатель | Значение | Комментарий |
|---|---|---|---|---|
| Банк России | CBAM Moderate | Отклонение реального ВВП, 2040 | −4,37% к BAU | Без внутренней ETS |
| Банк России | ETS + CBAM Moderate | Отклонение реального ВВП, 2040 | −4,65% к BAU | Около −0,3 п.п. добавляет внутренняя политика |
| Банк России | ETS + CBAM Extreme | Отклонение реального ВВП, 2040 | −11,29% к BAU | Около −7 п.п. – внешние условия; −4,3 п.п. – внутренняя политика |
| ВЭБ.РФ | Инерционный | Кумулятивные инвестиции, 2022–2050 | 20,4 трлн руб. 2021; 0,46% ВВП/год | Без ряда мер по энергоэффективности |
| ВЭБ.РФ | Целевой | Кумулятивные инвестиции, 2022–2050 | 46,9 трлн руб. 2021; 0,73% ВВП/год | Без ряда мер по энергоэффективности |
| Банк России | CBAM Moderate | Отклонение реального ВВП, 2040 | −4,37% к BAU | Без внутренней ETS |
| Банк России | ETS + CBAM Moderate | Отклонение реального ВВП, 2040 | −4,65% к BAU | Около −0,3 п.п. добавляет внутренняя политика |
| Банк России | ETS + CBAM Extreme | Отклонение реального ВВП, 2040 | −11,29% к BAU | Около −7 п.п. – внешние условия; −4,3 п.п. – внутренняя политика |
| ЦЭНЭФ-XXI | 4S | Кумулятивные инвестиции, 2022–2050 | Всего 247 трлн руб. 2021; митигация – 78 трлн руб. 2021 | Доля в ВВП без инвестиций в топливную энергетику 2,1-2,2% в 2021-2025 гг. и 1,5-1,7% в 2050-2060 гг. |
| ЦЭНЭФ-XXI | 4D | Кумулятивные инвестиции во все сектора, 2022–2060 | Всего 197 трлн руб. 2021; митигация 91 трлн руб. 2021 | Доля в ВВП без инвестиций в топливную энергетику 2,1-2,2% в 2021-2025 гг. и 1,5-1,7% в 2050-2060 гг. |
| ЦЭНЭФ-XXI | 4F | Кумулятивные инвестиции во все сектора, 2022–2060 | Всего 231 трлн руб. 2021; митигация – 119 трлн руб. 2021 | Доля в ВВП без инвестиций в топливную энергетику 3,2% в 2021-2025 гг. и 2,4% в 2050-2060 гг. |
| РСПП и ИНП РАН | Агрессивный | Кумулятивные инвестиции во все сектора и в адаптацию, 2024–2060 гг. | Всего: 118 трлн руб. 2021; | Из них на митигацию – 118, на адаптацию – 0 |
| РСПП и ИНП РАН | Оптимальный | Кумулятивные инвестиции во все сектора и в адаптацию, 2024–2060 гг. | 67 трлн руб. 2021 | Из них на митигацию – 40, на адаптацию – 27 |
| РСПП и ИНП РАН | Умеренный | Кумулятивные инвестиции во все сектора и в адаптацию, 2024–2060 гг. | 104 трлн руб. 2021 | Из них на митигацию – 77, на адаптацию – 27 |
| Shirov et al. | WAM | Инвестиции в декарбонизацию, 2021–2050 | 1,00% накопленного ВВП | ВВП растет в среднем на 2,29% в год |
| Shirov et al. | MAM | Инвестиции в декарбонизацию, 2021–2050 | 2,85% накопленного ВВП | ВВП растет на 1,97%; цена электроэнергии +91% |
| World Bank | Cooperative global action | Выпуск угля и газа, 2050 | −44…−66% к Reference | Одновременно меняются цены и торговля |
| World Bank | Diversification | Эффект на благосостояние, 2050 | +3,4% | К сценарию без диверсификации |

Источник: Башмаков и др., 2022, 2023; Shirov et al. (2023), табл. 4–5; ВЭБ.РФ (2023); Turdyeva (2024), РСПП и РАН 2026; таблицы приложения и абстракт; World Bank (2021). Показатели различаются по концепции, базе и горизонту.

**Низкая сопоставимость оценок и многочисленность метрик затрат на декарбонизацию в работах разных аналитических групп существенно сдерживает принятие стратегических решений по выбору траекторий движения к углеродной нейтральности**. Главный аргумент противников декарбонизации – это очень дорого, а значит, чтобы избежать потерь экономического роста, необходимо ограничить амбиции по декарбонизации. Нужно разобраться, так ли это, а для этого нужно сначала разобраться с метриками затрат на декарбонизацию. Если метрики для сравнения сценариев по уровню затрат выбраны неверно, то результаты оптимизации малозначимы. При сравнении технологий по удельным затратам

ИНП РАН (2023) использует показатель «удельные капитальные вложения на единицу снижения выбросов ПГ», которые определены делением инвестиций на сопряженное с ними снижение выбросов ПГ в 2060 г. Таким образом, ИНП РАН соотносит все инвестиции только с одним эффектом, что некорректно. Даже при выбранном методе сравнения затрат не учитывается тот факт, что снижение выбросов ПГ будет получаться и до, и после 2060 года, в течение десятков лет в зависимости от разных сроков жизни отдельных технологий. ЦЭНЭФ-XXI, напротив, оперирует показателями приростных капитальных вложений. Кроме того, при сравнении затрат, как правило, оценивают приведенные затраты с учетом экономии расходов на топливо и энергию, на снижение вредных выбросов, на снижение простоев, на рост выхода продукции и т.п. Для строительства ВЭС капитальные вложения нужны, но в отличие от ТЭС, для ВЭС нет затрат на топливо. Так что приведенные в работе ИНП РАН удельные капитальные вложения многократно завышены и малоинформативны в качестве критерия для сравнения технологий. Для этих целей должны использоваться другие метрики: приведенные затраты, затраты цикла жизни здания, стоимость владения автомобилем и т. п. Пример корректного учета затрат дан в работе The Seventh Carbon Budget (2025).

**Потребность в инвестициях одновременно является параметром технологического перехода и каналом макроэкономического воздействия. В отношении последнего сценарные оценки заметно различаются**. Важный аспект – учет того факта, что инвестиции в декарбонизацию позволяют снизить потребность в инвестициях в топливную энергетику, которые имеют очень низкие уровни капиталоотдачи. ВЭБ.РФ публикует значительно более высокую кумулятивную оценку вложений в целевом сценарии, чем в инерционном, но состав расходов раскрыт не полностью и, в частности, не включает ряд мер по энергоэффективности. Поэтому внешне похожие показатели доли ВВП нельзя напрямую сравнивать с CONTO без согласования состава мер и знаменателя. В CONTO специализированные вложения в декарбонизацию вытесняют часть других инвестиций, причем в MAM около двух третей таких расходов приходится на электроэнергетику. Авторы отдельно отмечают, что отсутствие долгового финансирования усиливает отрицательный эффект. Эти результаты нельзя напрямую переносить на модели, в которых источник финансирования или механизм накопления капитала задан иначе. Однако не ясно, почему в CONTO за счет инвестиций в декарбонизацию это замедляет рост. Эффект зависит от параметров капиталоотдачи, которые для топливной энергетики являются очень низкими. В сценариях ЦЭНЭФ-XXI по мере снижения инвестиций в топливную энергетику рост инвестиций в низкоуглеродные решения не приводит ни к дополнительному спросу на инвестиции, ни к торможению ВВП. В работах ЦЭНЭФ-XXI кумулятивные инвестиции в сценариях *4D* и *4F* выше, чем в *4S*, но за счет роста инвестиций в митигацию снижаются капитальные вложения в топливную энергетику, что позволяет ускорить рост ВВП.

**Отдельного обсуждения заслуживает наличие пороговых значений долей затрат на энергию и доли инвестиций в митигацию в ВВП в качестве критерия реализуемости сценариев**. ЦЭНЭФ-XXI опирается на разработки Башмакова (2007; 2017; 2018; 2025) по формулировке первого закона энергетической трансформации, согласно которому в долгосрочной перспективе доля расходов на энергию в доходах сравнительно стабильна и может устойчиво варьировать только в очень ограниченном диапазоне. Заступ за верхний порог (около 10% ВВП для экономики в целом и специфичный – 3-5% от валового дохода для отдельных секторов) тормозит экономический рост. Если по итогам реализации сценария доля расходов на энергию превышает пороговые значения, то допущения о высоких темпах роста экономики становятся несовместимы с полученными результатами. Только в работах ЦЭНЭФ-XXI (Bashmakov et ,al., 2022, 2023) ведется мониторинг экономической доступности энергии и на этой основе оценивается реализуемость отдельных сценариев. Доходы от цены на углерод

достигают 1,3-1,6% ВВП. В других работах, например, РЭА (2024), в качестве порога используется доля инвестиций в энергопереход в ВВП. В сценариях *4D* и *4F* доля инвестиций в низкоуглеродную трансформацию достигает 3,2% ВВП в 2040-х годах и затем неуклонно снижается до 1,2-2,4% к 2060 г. Доля расходов на энергию в доходах остается ниже порогов и диапазонов, зарегистрированных в 2000-2021 годах. Пороговые значения этого параметра еще мало исследованы, но практика Китая показывает, что значение 4,5% – это еще не предел. Все значения в табл. 4.5 ниже этой планки.

**Полученные оценки значений цен на углерод корректнее рассматривать как индикаторы жесткости конкретной модельной постановки, а не как единый прогноз рыночной цены углерода.** Углеродные цены также неоднородны по экономическому смыслу. В одних моделях цена рассчитывается эндогенно как стоимость выполнения ограничения на выбросы, в других задается как инструмент сценария. Различаются охват выбросов, базовые годы, валюты и набор доступных технологий и охват секторов, где вводятся механизмы с ценой на углерод. Ценовые эффекты зависят от всей конфигурации системы. В CONTO более глубокая траектория сопровождается существенно более сильным ростом реальной цены электроэнергии; авторы связывают его с вводом и резервированием мощностей, модернизацией тепловой генерации и инвестиционным вытеснением. Такая оценка характеризует системный результат сценария и не может быть сведена к удельной стоимости отдельных технологий.

**Оценки влияния мер по декарбонизации на ВВП в сценариях сильно различаются** (табл. 4.5). Положительные макроэкономические эффекты публикуются намного реже, чем инвестиционные потребности и потери выпуска. Всемирный банк показывает выигрыш благосостояния от диверсификации относительно сценария без нее, однако в большинстве других источников аналогичные выгоды не представлены в сопоставимой форме. Поэтому существующая литература не позволяет построить симметричный единый баланс затрат и выгод.

## 4.6 Уровни согласованности сценарных оценок

### 4.6.1 Положения, по которым имеется высокий уровень согласованности сценарных оценок

**Сопоставление сформированных разными группами экспертов траекторий декарбонизации позволяют выявить несколько результатов, повторяющихся в независимых источниках**:

1. Энергоэффективность является неотъемлемой частью пакета мер политики, снижает масштаб необходимой трансформации, но без дополнения другими мерами не обеспечивает глубокого сокращения выбросов ПГ.
2. Электрификация конечного спроса повышает значение низкоуглеродной генерации, развития сетей, резервирования и использования накопителей.
3. Нет одной технологии генерации, позволяющей решить задачу: российские сценарии глубокого сокращения выбросов опираются на сочетание атомной, гидро- и возобновляемой генерации; в ряде сценариев газ сохраняет функции балансирования и теплоснабжения.
4. Внешняя климатическая политика воздействует на российскую экономику независимо от наличия внутренней цены углерода: изменения спроса, экспортных цен и доступа к рынкам и может оказывать большее влияние, чем умеренное внутреннее ограничение выбросов.

5. Учет ЗИЗЛХ способен изменить траекторию движения к углеродной нейтральности на сотни МтCO₂э, поэтому валовые выбросы и поглощение должны рассматриваться раздельно.

### 4.6.2 Источники различий между результатами сценарных расчетов

**Наблюдаемое широкое расхождение сценарных результатов имеет несколько слагаемых: различия сценарных допущений, различия модельных механизмов и решаемых на их основе задач, различия в исходных данных (в т. ч. за счет пересмотров кадастра), разный охват секторов и источников выбросов, разные метрики и определения**. Технические расхождения определений – $CO_2$ и все ПГ, валовые и чистые выбросы, включение ЗИЗЛХ, базовые годы и единицы – не являются содержательными сценарными различиями, но способны создать ложный диапазон неопределенности при механическом сопоставлении результатов.

**Первый источник расхождений – разные представления о внешнем мире**. Внешние условия являются одним из крупнейших источников неопределенности для российских траекторий. Различия мирового спроса на нефть, газ и уголь, экспортных цен, климатической политики торговых партнеров и доступа к рынкам приводят к существенно различным результатам добычи и внешней торговли даже при сходных внутренних технологиях. РЭА, ИНЭИ РАН, IEA, Всемирный банк и NGFS описывают эти условия по-разному, поэтому разброс российских результатов нельзя интерпретировать без сопоставления глобального сценария. Сценарий РЭА *«Чистый ноль»* предполагает гораздо более глубокое сокращение мирового спроса на ископаемое топливо, чем сценарии ИНЭИ РАН. IEA STEPS допускает сохранение значительных объемов российского газа, но при ухудшении рыночной доли и доходов. Всемирный банк и Банк России моделируют отдельные ценовые и торговые шоки. Поэтому разница в российской добыче топлива является прежде всего следствием изменения мировой климатической и геополитики, доступности рынков и инфраструктуры, а уже затем – внутренней технологии. Низкая добыча газа в «*Чистом нуле*» РЭА по сравнению с «*Ключом*» ИНЭИ прежде всего связана с разной глобальной траекторией спроса и технологическим выбором; различие ВВП между WAM и MAM – с объемом климатических инвестиций и способом их финансирования; разница между вариантами CBAM и ETS+CBAM в модели Банка России – с добавлением внутреннего ограничения выбросов. Такая декомпозиция особенно важна для доли ВИЭ. Высокая доля может быть следствием низкой предполагаемой стоимости, ограниченного строительства АЭС, жесткой климатической цели или более высокой электрификации. Без разделения этих факторов сравнение долей не дает ответа, какая технология «предпочтительнее» для России. Геоэкономическая фрагментация усиливает эту неопределенность, поскольку одновременно меняет торговые потоки, стоимость технологий, доступ к финансированию и скорость технологического обучения. IMF и NGFS рассматривают фрагментацию как отдельное сценарное состояние, а не как один дополнительный тариф или экспортное ограничение. Для России это означает, что внешний риск может воздействовать одновременно через спрос, цены и предложение технологий.

Технологическая неопределенность является функцией диапазона оценок будущей удельной стоимости оборудования, темпов строительства, сроков службы, коэффициентов использования мощности и системных затрат для интеграции технологий. Особенно чувствительны к этим предпосылкам доли переменных ВИЭ, атомной генерации, водорода, CCS, накопителей и сетевой инфраструктуры. Стоимость капитала является самостоятельной частью технологической неопределенности. IAM-COMPACT показывает, что изменение средневзвешенной стоимости капитала (WACC) в одной и той же модельной архитектуре

меняет инвестиционную привлекательность технологий и траекторию декарбонизации. В других исследованиях финансовые предпосылки раскрыты менее подробно, что ограничивает возможность отделить технологическую неопределенность от финансовой.

**Второй источник расхождений – различная климатическая цель.** Current Trends и инерционные сценарии не нацелены на достижение углеродной нейтральности. Нормативные сценарии могут «решать» заданное ограничение посредством высоких цен углерода, ускоренного ввода технологий или масштабирования поглощений в ЗИЗЛХ. Если конечная цель различна, то сравнение стоимости без нормирования на объемы сокращения выбросов малоинформативно. Сценарии с одинаковой климатической целью могут выбирать разные технологические комбинации даже при сходных оценках конечного спроса. Близкие конечные значения не означают сходства механизмов. *Целевой* сценарий Консорциума 5 и *4D* ЦЭНЭФ-XXI дают сопоставимые чистые выбросы в 2060 г., но достигают их при противоположной динамике ЗИЗЛХ и различной нагрузке на энергетику и промышленность. Аналогично, инвестиционные оценки несопоставимы без проверки состава расходов и способа финансирования.

**Третий источник расхождений – различная оценка роли ЗИЗЛХ**. Разница между оценками Консорциума 5, ИНП РАН и ЦЭНЭФ-XXI меняет не только нетто-выбросы, но и распределение сокращения между ЗИЗЛХ, энергетикой, промышленностью, транспортом и зданиями. В опубликованных материалах предпосылки расчетов по ЗИЗЛХ практически не раскрыты на фоне подробного описания параметров энергетических технологий, что увеличивает неопределенность сопоставления. Неопределенность ЗИЗЛХ имеет особенно сильное влияние на чистые выбросы, поскольку поглощение в некоторых российских траекториях превышает масштабы сокращений валовых выбросов. Консорциум 5 и ЦЭНЭФ-XXI демонстрируют противоположные долгосрочные направления изменения лесного стока. Для интерпретации результатов сценарных расчетов необходимы как минимум три разграничения: валовые или чистые выбросы; учет или исключение ЗИЗЛХ; модельное предположение о будущем поглощении и фактический кадастровый ряд. Без этого изменение чистых выбросов может ошибочно трактоваться как результат декарбонизации энергетики, хотя значительная часть эффекта относится к поглощающей способности экосистем.

**Четвертый источник расхождений — различия в свойствах моделей. Гармонизация социально-экономических предпосылок не устраняет межмодельный разброс –** это вывод как из анализа сравнения сценарных оценок при гармонизации допущений для России (Башмаков, ред., 2014), так и анализа PARIS REINFORCE. После согласования допущений о динамике численности населения, ВВП, политики и части технологических параметров сохраняются различия, связанные с архитектурой моделей, набором технологий, эластичностями спроса и замещения, ограничениями по ресурсам и представлениями о поведении экономических агентов. Чтобы не связывать выводы с единственной моделью, NGFS использует несколько интегрированных оценочных моделей (IAM). MIT дополняет экономический сценарий ансамблем климатической реакции, выделяя неопределенность уже после формирования выбросов (PARIS REINFORCE, 2022; MIT CS3, 2025; NGFS, 2025). На вопрос: ансамбль или консорциум? Башмаков (2025) отвечает: консорциум исключает конкуренцию в науке – главный двигатель ее прогресса – и отдает явное предпочтение использованию ансамбля моделей, разработанных разными научными группами. Этот подход позволяет разделить, по меньшей мере, три компонента: расхождения исходных предпосылок, расхождения модельных механизмов и остаточные различия исходных данных и определений. Такое разложение не устраняет неопределенность, но позволяет понять, какая часть разброса связана с будущим мира, а какая — с устройством модели.

**Пятый источник расхождений — различия в полноте раскрытия результатов сценарных расчетов** (табл. 4.6). Наиболее системные пробелы относятся к российским рядам международных моделей, сопоставимым углеродным ценам, занятости и распределительным эффектам, макроэкономическим последствиям энергетических сценариев, методике ЗИЗЛХ и учету стоимости капитала. Эти пробелы ограничивают число выводов, которые можно считать устойчивыми к выбору источника.

**Таблица 4.6 Основные пробелы в опубликованных данных и их последствия для сопоставления**

| Пробел | Где проявляется | Ограничение для анализа | Следствие для интерпретации |
|---|---|---|---|
| Российские ряды международных моделей | JRC, MIT, NGFS, IEA | Россия не по всем показателям выделена отдельно; часть рядов относится к более крупным регионам | Международный диапазон по России менее симметричен, чем глобальное сопоставление |
| Углеродные цены | CGE- и IAM-исследования | Различаются статус цены, охват выбросов, база, валюта и доступные технологии | Нельзя формировать единый прогноз цены углерода без нормализации модельной постановки |
| Макроэкономика энергетических сценариев | РЭА, ИНЭИ РАН, IEA и другие энергетические модели | Детальные физические траектории не всегда сопровождаются оценками изменения ВВП, потребления и благосостояния | Сложно отделить технологическую стоимость перехода от общеэкономических последствий |
| Занятость и распределительные эффекты | Большинство источников | Показатели публикуются редко и с разной детализацией. Только у Консорциума 5 и ЦЭНЭФ-XXI есть оценки влияния на занятость и только у ЦЭНЭФ-XXI есть модель DEFEND для оценки распределительных эффектов | Социальные последствия представлены существенно слабее энергетических и эмиссионных |
| Методика ЗИЗЛХ | ИНП РАН, ВЭБ.РФ, ЦЭНЭФ-XXI и другие | Предпосылки и способы оценки долгосрочной эволюции нетто-стоков в ЗИЗЛХ не раскрыты | Траектория достижения углеродной нейтральности может быть чувствительнее к мерам в ЗИЗЛХ, чем к отдельным энергетическим мерам |
| Финансирование и стоимость капитала | CONTO, IAM-COMPACT и другие модели | Не всегда ясно, вытесняют ли климатические инвестиции другие вложения и какая средневзвешенная стоимость капитала (WACC) используется | Инвестиционные оценки зависят от финансового механизма и не сопоставимы только по объему затрат |

Источник: обобщение авторами рассмотренных публикаций. Пробел означает ограничение раскрытия данных, а не оценку качества соответствующей модели.

**Одинаковая технологическая предпосылка может приводить к разным макроэкономическим результатам в зависимости от различий в модельной архитектуре**. CGE-модель с высокой эластичностью замещения между энергией и добавленной стоимостью может достигать заданного сокращения при меньшей углеродной цене, чем модель с жесткими технологическими коэффициентами. Энергетическая оптимизация детально выбирает набор мощностей, но не всегда отражает последствия для потребления и благосостояния. Межотраслевая модель подробно описывает производственные связи и структуру инвестиций, а результат зависит от способа задания финансирования и импортной составляющей. Оперируя агрегированными на стоимостной основе технологиями, она не позволяет выходить на уровень описания технологических процессов. Имитационные модели (*bottom-up*) детально описывают технологии и цепочки создания стоимости, но не учитывают всех межотраслевых взаимодействий.

### 4.6.3 Ключевые развилки на траекториях декарбонизации

**К ключевым развилкам на определенных в сценарных расчетах траекториях декарбонизации можно отнести следующие:**

- *Forest First* или *Forest Last*: увеличение поглощения как основной механизм либо раннее сокращение валовых выбросов во всех секторах.

- Временной баланс между повышением энергоэффективности или декарбонизацией предложения энергии: снижение потребности в мощности либо быстрое наращивание низкоуглеродной генерации.
- АЭС – газовые ТЭС: АЭС-ВИЭ-газовые ТЭС, или технологически нейтральная смешанная электроэнергетика, построенная с учетом различий системных затрат, сроков строительства и технологической зависимости.
- Ускоренная электрификация или сохранение прямого использования топлива в промышленности, транспорте и теплоснабжении.
- Водород и CCS как массовые решения либо как ограниченные опции для трудноустранимых выбросов.
- Адаптация экспортной модели к сокращению углеводородного спроса либо опережающая диверсификация выпуска и экспорта.
- Внутренняя углеродная политика как инструмент структурной трансформации либо преимущественно реакция на внешнее регулирование.
- Координированный глобальный переход либо фрагментированная трансформация с более дорогими технологиями и ограниченной торговлей.

Каждая развилка должна интерпретироваться по совокупности показателей. Например, более высокая доля ВИЭ может сочетаться с более высокими затратами энергосистемы в целом; более высокая доля атомной генерации — с длительным инвестиционным циклом; опора на ЗИЗЛХ — с большей чувствительностью результата к методике учета и предпосылкам о поглощении.

## 4.7 Подходы к оценке реализуемости сценариев

### 4.7.1 Понятие осуществимости и основные методы ее оценки

**Сценарии показывают траектории динамики выбросов и структурных преобразований, но внутренняя согласованность модельных расчетов не гарантирует их практической осуществимости. Поэтому оценка осуществимости (feasibility) сценариев требует отдельного анализа условий и ограничений достижения заданных показателей**. Несмотря на признание необходимости оценки реализуемости полученных на моделях траекторий (Башмаков, 1987; Wiens, 2015; Brutschin et al., 2021; Riahi et al., 2021; IPCC, 2022; Jewell and Cherp, 2023; Bashmakov, 2024a; Hollnaicher, 2025; König et al., 2025; OECD, 2026), предлагаемые для этого методические подходы немногочисленны, чрезмерно схематичны (IPCC, 2022) и носят слишком общий характер (Hollnaicher, 2025). Результаты сценарных расчетов зависят как от особенностей самих моделей, так и от принятых допущений, в отношении которых порой звучит критика об их недостаточной прозрачности (Hollnaicher, 2025; Robertson, 2025). Осуществимость сценария — это возможность реализации предусмотренной им последовательности изменений при определенных ресурсных, технологических, экономических и институциональных условиях. Brutschin et al. (2021, стр. 2) определяют реализуемость как «*степень, в которой сценарии находятся в пределах возможностей общества осуществить изменения в течение заданного периода*». Траектория реализуема, если мы предпринимаем серьезные усилия и мобилизуем все имеющиеся ресурсы, используя приемлемые способы (Wiens, 2015), но избегая неприемлемых побочных эффектов (Hollnaicher, 2025).

**Необходимо различать осуществимость отдельных мер, достижимость конечной цели и осуществимость траектории в целом** (Jewell и Cherp, 2023). Осуществимость следует отличать от правдоподобности (plausibility) и вероятности (likelihood, probability). Осуществимость относится к возможности выполнения необходимых действий с учетом ограничений, правдоподобность – к обоснованности описания возможного будущего, вероятность — к оценке шансов реализации. Признание сценария осуществимым само по себе не определяет вероятность его реализации.

**Политика декарбонизации может быть эффективной, только если ее архитектура опирается на шесть опор: наличие природных ресурсов; технологии; регулирование, стратегии и программы; стимулы и финансирование; институты, а также человеческий капитал.** Одним из недостатков моделей считается их чрезмерная концентрация на экономических и технологических параметрах при недостаточном внимании к социокультурным и институциональным аспектам (Hollnaicher, 2025). Для решения этой проблемы Brutschin et al. (2021) предложили концептуальную основу, отражающую пять измерений реализуемости траекторий: геофизическое, экономическое, технологическое, социокультурное и институциональное. МГЭИК (IPCC, 2022) добавила к этому перечню еще одно измерение, и в итоге получилось шесть измерений для оценки реализуемости мер политики по смягчению изменения климата: геофизическое (доступность ресурсов); экологическое (ограничение дополнительного загрязнения); технологическое (готовность технологий и возможности их масштабирования); экономическое (затраты и занятость); социокультурное (общественное принятие, модели поведения); институциональное (политическое принятие, институциональный, правовой и административный потенциал). Их значимость зависит от страны и горизонта сценария, а ограничения могут усиливать друг друга: например, стоимость и доступность финансирования влияет на темпы роста генерации и на тарифы. Модельный подход проверяет согласованность предполагаемых изменений внутри IAM, CGE, энергетических и отраслевых моделей. Ограничения на наличие ресурсов, на ввод мощностей, на доступность капитала и на темпы внедрения технологий могут задаваться в явном виде. Сопоставление результатов модельных экспериментов показывает, как эти условия влияют на траектории и издержки достижения климатических целей (Riahi et al., 2021; van de Ven et al., 2023; Bertram et al., 2024).

**Наличие модельного решения еще не доказывает практическую осуществимость сценариев: полученный результат зависит от адекватности определения экзогенных параметров, эластичностей, правил замыкания, а также полноты набора и оценки ограничений**. Существуют «жесткие» и «мягкие» ограничения (Hollnaicher, 2025; König et al., 2025). Первые обусловлены законами природы и определяют технологические ограничения. Вторые связаны с деятельностью человека, общественным устройством, институциональной средой и политическими ландшафтами, рассматриваются как мягкие (König et al., 2025), хотя на практике они могут быть довольно жесткими (Bashmakov, 2025a; 2026).

**Многомерная оценка использует показатели, отражающие несколько измерений осуществимости: скорость технологического распространения, наличие геофизических ресурсов, инвестиционные потребности, экономические издержки, общественное принятие и институциональную способность проводить политику** (Brutschin et al., 2021; IPCC, 2022). Сопоставление с историческими или экспертными ориентирами, пороговыми значениями позволяет определить наиболее напряженные элементы сценария. В литературе сложилось несколько взаимодополняющих подходов к оценке осуществимости. Jewell and Cherp (2023) и Bashmakov (2025a) выделяют «пределы изменений» как важный параметр оценки реализуемости траекторий декарбонизации. Метод исторических аналогов сопоставляет требуемые темпы преобразований с ранее наблюдавшимися в отдельных странах

и отраслях. Такой анализ применялся к оценке реализуемости сценариев развития ВИЭ, сокращению использования ископаемого топлива и снижению углеродоемкости (Cherp et al., 2021; Vinichenko et al., 2021). Исторические показатели полезны как независимые ориентиры для проверки адекватности задания экзогенных параметров долгосрочных сценариев, но требуют корректного выбора сопоставимых стран и периодов. Исторический опыт дает независимую эмпирическую опору, однако сопоставимость зависит от размеров экономики, исходной структуры и институциональных условий. Превышение ранее наблюдавшихся темпов не тождественно физической невозможности изменения. Jewell и Cherp (2023) называют модельную и историко-эмпирическую оценку перспективы соответственно «взглядом изнутри» (inside view) и «взглядом извне» (outside view). Их сочетание помогает выявить наиболее требовательные предпосылки и уточнить условия реализации сценариев. König et al. (2025) предлагают «цикл оценки осуществимости» (Feasibility Loop), связывающий выбор объекта исследования, определение ограничений, эмпирические показатели и интерпретацию результатов. Авторы выделяют жесткие, количественно оцениваемые мягкие и качественно оцениваемые мягкие ограничения. Не все они могут быть непосредственно представлены в математической модели.

**Факторная декомпозиция позволяет разделить динамику выбросов на эффекты изменения масштабов деятельности и удельных выбросов.** Она помогает определить адекватность допущений о росте экономической активности, о темпах снижения углеродоемкости, необходимых для движения по полученным на моделях траекториям. Однако декомпозиция с ограниченным числом факторов не показывает, какие именно технологии и меры могут обеспечить необходимый результат. Полученные выводы нужно дополнять ресурсными, технологическими и экономическими оценками.

**Анализ ресурсных, технологических и финансово-экономических ограничений включает сопоставление добычи с запасами, оценку требуемых мощностей, оборудования, кадров и инвестиций**. Необходимо учитывать не только конечные объемы, но и сроки строительства, выбытие оборудования и возможности расширения производства. Физические запасы ресурсов нельзя отождествлять с их экономической доступностью; аналогично совокупные инвестиционные потребности не определяют возможность их финансирования. Последняя зависит от стоимости капитала, тарифных и бюджетных механизмов, а также реакции спроса.

**Политико-экономические и институциональные методы рассматривают возможность принятия мер, общественное согласие, распределение издержек и способность институтов обеспечить выполнение решений.** Эти условия обычно отражены в количественных моделях неполно. Одно из возможных решений – использование междисциплинарных подходов. Схема 3D × 5P + 7M (Башмаков, 2026) объединяет три механизма принятия решений (удовлетворенность, оптимизацию и системную трансформацию), пять опор климатической политики (технологии, регулирование, стимулы и финансирование, институты, человеческий капитал) и семь аналитических матриц. Матрицы охватывают сценарные предпосылки и модельные связи, распределительные последствия, внешнеэкономические и политико-институциональные условия, а также возможные решения. Сопоставление исходных предпосылок и ожидаемых последствий призвано выявлять противоречия, требующие пересмотра сценария. Этот подход имеет концептуальный и экспертно-аналитический характер; стандартизированного количественного теста осуществимости он не задает. Его результаты следует рассматривать наряду с независимыми модельными, историческими, технологическими и ресурсными оценками. Обнаружение противоречий позволяет сформулировать условия и риски реализации, но не дает статистической оценки вероятности сценария.

**Ни один метод не охватывает все условия осуществимости полученных на моделях сценариев.** Модельные эксперименты выявляют последствия ограничений в заданной постановке; исторические аналоги показывают, укладываются ли полученные оценки в «пределы изменений»; ресурсные и финансовые расчеты позволяют обнаружить возможные узкие места; институциональный анализ рассматривает условия принятия и выполнения решений. При интерпретации результатов сценариев следует различать нарушение явно заданного ограничения, высокие требования к масштабам или скорости изменений и недостаток информации для формулирования вывода. Отсутствие исторического прецедента еще не доказывает невозможность сценария.

Ниже анализ осуществимости отдельных описанных выше сценариев проведен на основе использования факторной декомпозиции, сравнения требуемых темпов изменений с историческими аналогами и анализа ресурсных ограничений. Эти методы позволяют оценить обоснованность отдельных предпосылок, но не составляют интегрального теста осуществимости сценарной траектории.

### 4.7.2 Проверка осуществимости отдельных предпосылок российских климатических сценариев

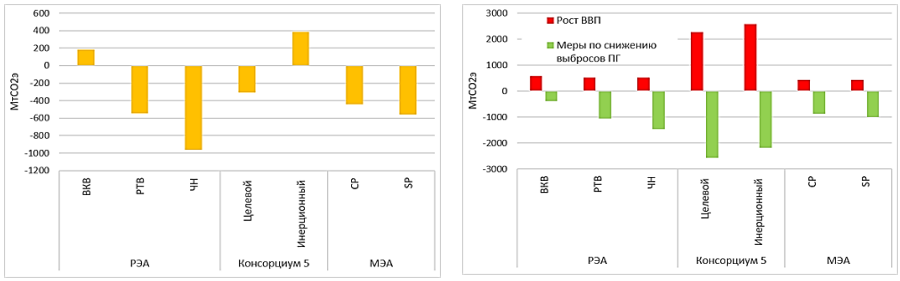
**Сценарии, которые на первый взгляд кажутся осуществимыми могут не пройти тесты на их практическую реализуемость**. Практический опыт оценки реализуемости сценариев декарбонизации российской экономики ограничен. В Башмаков (2009) такой анализ проводился на основе трех критериев: достаточность ресурсной базы углеводородов для обеспечения заложенных в сценарии траекторий добычи нефти и газа; оценка экономической доступности энергии, оцениваемой через отношение расходов на энергию всех конечных потребителей к ВВП, а также возможность изменения положения России на глобальных рынках энергоресурсов. В Башмаков и др. (2014) этот список критериев был детализирован: достаточность ресурсной базы нефти и газа; многофакторная производительность; объемы экспорта нефти и нефтепродуктов; доля расходов на энергию и интенсивность пакета мер по декарбонизации.

Анализ реализуемости разработанных сценариев позволяет заметно сократить диапазон неопределенности. На рис. 4.13 показаны изменения объемов выбросов ПГ (без ЗИЗЛХ) в отдельных рассмотренных выше сценариях. На первый взгляд (рис. 4.13а), наиболее осуществимым выглядит *Инерционный сценарий* Консорциума 5 (2024) – в нем выбросы ПГ к 2050 г. не снижаются, а растут. Наиболее сложно осуществимым выглядит сценарий *Чистый Ноль* РЭА. Однако, если применить факторный анализ с выделением эффекта роста ВВП (в предположении о стабильных удельных выбросах ПГ базового года на единицу ВВП) и снижения удельных выбросов на единицу ВВП, то получим другие выводы. Факторная декомпозиция показывает, что сценарии Консорциума 5 сочетают высокие темпы роста ВВП со значительным сокращением углеродоемкости ВВП. Эти факторы воздействуют на выбросы в противоположных направлениях. Их итоговое снижение требует, чтобы изменение углеродоемкости перекрыло эффект роста выпуска. Самый высокий прирост выбросов ПГ за счет роста ВВП дан в сценариях Консорциума 5. Он в 4,4 раза выше максимального значения сценариев РЭА и МЭА, поскольку в *Инерционном* сценарии заложены самые высокие темпы роста ВВП, которые заметно превышают значения 2010-2025 гг.

В *Инерционном* сценарии Консорциума 5 среднегодовое снижение выбросов за счет снижения углеродоемкости составляет около 100 $МтСО_2э$ ежегодно в 2025–2050 гг. против 33,5 $МтСО_2э$ в год в 2000–2024 гг. Конечно, ретроспективное значение не устанавливает верхнюю границу возможных изменений, но характеризует масштаб необходимого кратного ускорения, что в

случае *Инерционного сценария* не соответствует его названию. Аналогичные вопросы возникают и к другим амбициозным траекториям, включая *«Чистый ноль»* РЭА и *4D/4F* ЦЭНЭФ-XXI: для их оценки требуется сопоставимое раскрытие темпов технологического внедрения, капиталовложений и структурных сдвигов.

## Рисунок 4.13 Вклад роста ВВП и снижения углеродоемкости в динамику выбросов ПГ (без ЗИЗЛХ) до 2050 г. в сценариях Консорциума 5, РЭА и МЭА




а) изменение выбросов в 2050 г. ПГ по сравнению с базовым годом

б) изменение выбросов в 2050 г. ПГ по сравнению с 2024(2025) г. за счет роста ВВП и за счет снижения удельных выбросов на единицу ВВП

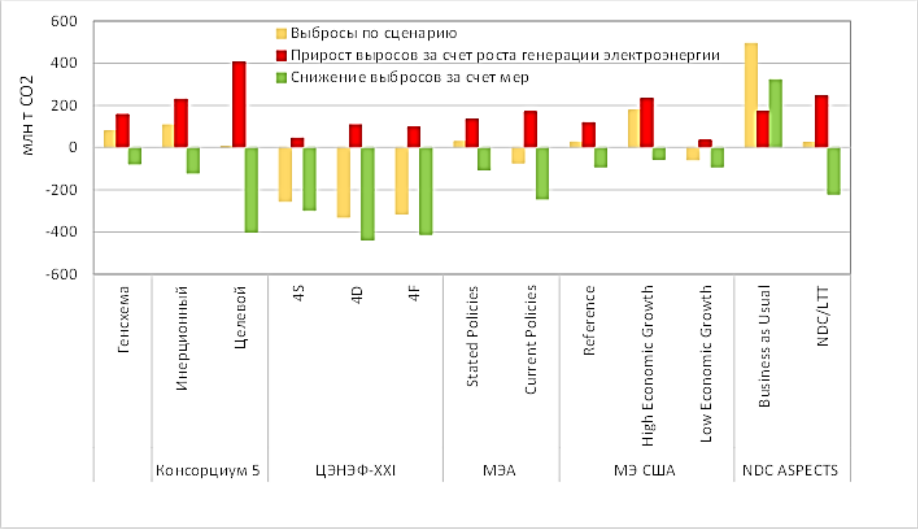
Источники: рассчитано по данным Консорциум 5, 2024; РЭА, 2024; МЭА, 2025

Анализ реализуемости сценариев динамики выбросов ПГ в электроэнергетике проведен на основе декомпозиции этой динамики на два фактора: наращивание генерации и снижение удельных выбросов на кВт-ч (см. рис. 4.14). Такой анализ переключает внимание с итогового показателя на оценку «пределов изменений», составляющих в отдельных сценариях. Самый высокий прогноз по наращиванию генерации к 2050 г. дан в *Целевом* сценарии Консорциума 5 – 1982 млрд. кВт-ч в 2050 г. За счет этого фактора прирост выбросов в 2025-2050 гг. равен 406 $МтCO_2э$. Для обеспечения такого высокого уровня генерации в этом сценарии установленная мощность электростанций возрастает почти на 100 ГВт к 2050 г., что соответствует среднему чистому приросту мощности на 3,7 ГВт в год (против среднегодового ее прироста на 0,6 ГВт в 2021-2025 гг.) и означает развитие электроэнергетики с существенным опережением графика Генсхемы (Генсхема, 2024), в котором мощности в 2023-2042 гг. прирастают на 46 ГВт. В Генсхеме для компенсации вывода устаревшего оборудования требуется еще 44 ГВт. Сохранение пропорции между вводами и выводами до 2050 г. означало бы потребность в новом генерирующем оборудовании в *Целевом* сценарии Консорциума 5 равную 198 ГВт, или установку в среднем более 8 ГВт в год нового оборудования. Пока российские машиностроители с такими объемами не справляются. Теоретически на объемы генерации в *Целевом* сценарии Консорциума 5 Россия сможет выйти только с большим запаздыванием. Пока же ожидается, что в 2030 г. потребление электроэнергии в России будет на 60 млрд кВтч ниже параметров, заложенных в Генсхему, которые ниже параметров *Целевого* сценария Консорциума 5. Это равно годовому потреблению электроэнергии в Москве.

**Проблема надежного прогнозирования спроса на электроэнергию стоит очень остро**. **По мнению специалистов отрасли для прогнозирования развития электроэнергетики нужны**

**не парадные, а честные макроэкономические прогнозы**.[6] Цена ошибок– триллионы руб. Цикл строительства многих объектов отрасли – 10-20 лет, цикл подготовки квалифицированных рабочих – 5-7 лет, поэтому для отрасли жизненно важными являются надежные прогнозы роста мощности и потребления. Требования заказчиков при их разработке опираться на заведомо завышенные параметры перспективного развития экономики, снижают ценность парадных прогнозов. Сопоставление потребности в генерации с макроэкономическими прогнозами также важно для проверки сценариев. Завышение будущего спроса может привести к избыточным инвестициям, а его недооценка — к дефициту мощности. Поэтому исходные траектории ВВП, электроемкости и электрификации должны анализироваться совместно.

Рисунок 4.14 Вклад роста генерации и снижения ее углеродоемкости в изменение выбросов ПГ электроэнергетики до 2050 г.




Источники: рассчитано по данным Консорциум 5, 2024; РЭА, 2024; IEA, 2025; EIA, 2023

**Возможность наращивания мощностей зависит не только от наличия оборудования, но и от финансирования инвестиций**. В Генеральной схеме до 2042 г. приводится совокупная потребность около 57 трлн руб., включая 40 трлн руб. на генерацию и 17 трлн руб. на сети. Это оценка инвестиционной программы, а не ориентир стоимости декарбонизации. Сообщения о росте капитальных затрат и задержках отдельных проектов указывают на возможные риски, но для количественного вывода необходимо уточнять источники, цены, базовый год, временной горизонт и охват затрат. При финансировании инвестиций через тарифные механизмы рост затрат может повлиять на цены электроэнергии, спрос и структуру выпуска. В исходном анализе этот механизм иллюстрируется экспертными оценками возможного повышения тарифов. Такие оценки нельзя интерпретировать как подтвержденный прогноз без явных предпосылок о распределении затрат между потребителями, источниках

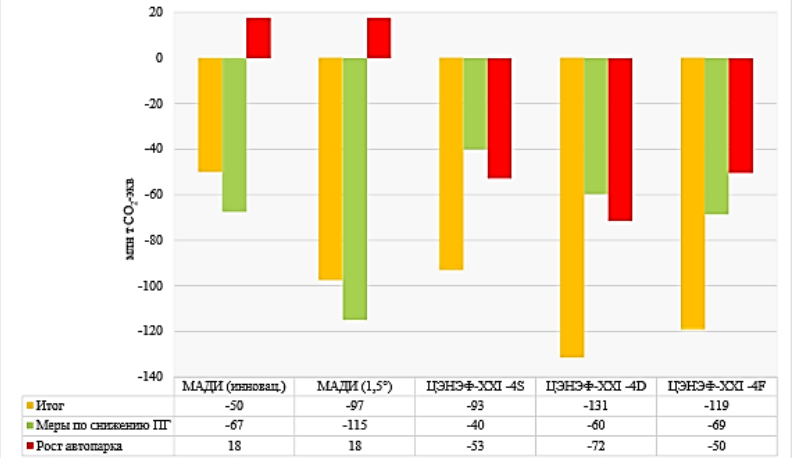
[6] https://www.elec.ru/publications/analitika-rynka/10654/

финансирования и ценовой эластичности спроса. Проверка возможной обратной связи требует согласованного энергетического и макроэкономического расчета.

**Динамика развития ВЭС и СЭС, заложенная в рассмотренных *сценариях*, проходит тест на соответствие определенным на основе межстранового анализа «пределам изменений».** Cherp et al. (2021) показали, что изменение вклада ВИЭ в электробаланс описывается S-образными кривыми. На основе межстранового анализа параметров эти кривых для наземных ВЭС максимальный ежегодный прирост их доли в суммарной генерации электроэнергии оценен равным 0,8% (с размахом 0,6–1,1%), а для СЭС - 0,6% (0,4–0,9%). Как показывает опыт, страны, приступившие к внедрению ветровой и солнечной генерации позже других, не смогли превзойти эти показатели. Даже сценарии, в которых заложены самые значительные объемы снижения выбросов за счет динамичных вводов безуглеродных источников электроэнергии (рис. 4.5), укладываются в эти «пределы изменений». Исторические диапазоны выявляют важные ориентиры, но не являются физическими пределами: для содержательного вывода необходим учет исходной доли технологий, масштабов энергосистемы, мощности производства оборудования и темпов строительства.

**В ряде сценариев намеченные темпы снижения удельных выбросов ПГ заметно превосходят зафиксированные ретроспективные, что требует дополнительного обоснования полученных результатов.** На рис. 4.15 показано влияние двух факторов на итоговые объёмы изменения выбросов ПГ от автомобильного транспорта в 2050 относительно базового года. Во всех сценариях ЦЭНЭФ-XXI оба фактора работают на снижение выбросов, в то время как в сценариях МАДИ рост автомобильного парка работает на повышение выбросов. В исследовании МАДИ эффекты от мер по декарбонизации автомобильного транспорта выше, чем в сценариях ЦЭНЭФ-XXI. Во всех сценариях средние ежегодные темпы сокращения удельных выбросов ПГ на один автомобиль варьируют в пределах 1,5-3,5%. В период с 2000 г. фактическое значение по России составило 1%, а для мира в целом – 1,8%. Это говорит о весьма амбициозном видении возможности декарбонизации автомобильного транспорта в отдельных сценариях и требует дополнительного обоснования таких возможностей.

Рисунок 4.15 Факторный анализ сценарных выбросов ПГ транспорта




| | МАДИ (инновац.) | МАДИ (1,5°) | ЦЭНЭФ-XXI -4S | ЦЭНЭФ-XXI -4D | ЦЭНЭФ-XXI -4F |
|---|---|---|---|---|---|
| Итог | -50 | -97 | -93 | -131 | -119 |
| Меры по снижению ПГ | -67 | -115 | -40 | -60 | -69 |
| Рост автопарка | 18 | 18 | -53 | -72 | -50 |

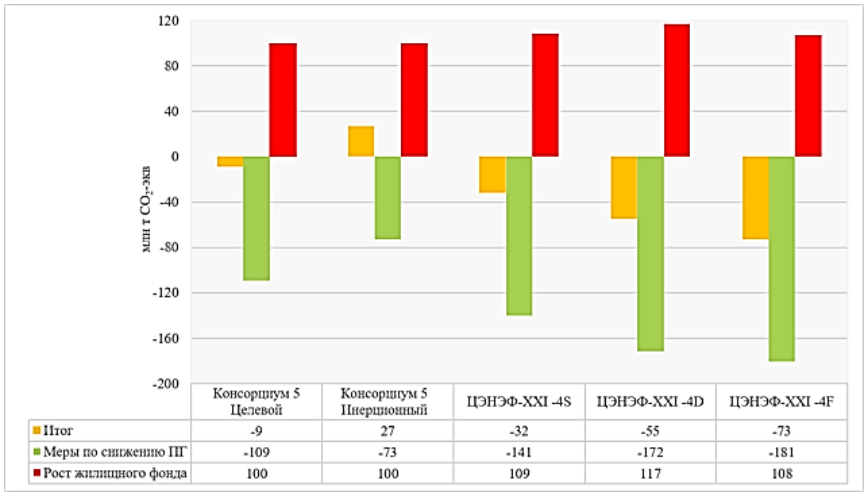
удалено: Авторы отмечают\. Что

удалено: ам

Источник: ЦЭНЭФ-XXI (2022,2023) и МАДИ (2022).

В жилищном секторе факторный анализ позволяет отделить вклады изменения жилой площади и изменения удельных выбросов ПГ на на 1 м$^2$ жилой площади. На рис. 4.16 показано влияние этих факторов на итоговые объёмы изменения выбросов ПГ в жилищном секторе в 2050 относительно базового года. В рассмотренных сценариях предполагается сопоставимое увеличение жилой площади и, как следствие, похожие оценки прироста выбросов ПГ за счет этого фактора. В *Инерционном* сценарии Консорциума 5 средний темп сокращения удельных выбросов ПГ на 1 м$^2$ (1,2%) ниже значения, рассчитанного для периода 2000-2024 гг. (1,7%). В остальных сценариях его значения варьируют в диапазоне 2-3,8%. Эти темпы следует сопоставлять с достижимой скоростью реновации зданий, стоимостью технологий, доступностью финансирования и реакцией домохозяйств вне зависимости от разработчика сценария. Для мира ц целом удельные выбросы на 1 м$^2$ жилой площади в 2010-2024 гг. снижались в среднем на 2% в год (IEA, 2025). Верхняя граница диапазона сценариев ЦЭНЭФ-XXI почти вдвое выше среднемирового показателя. Это означает, что оценки в этих сценариях требуют дополнительного обоснования. Однако, оценки ЦЭНЭФ-XXI исходят не только из более высокий ожиданий в отношении реализации потенциала энергосбережения, но и из значительного объема генерации электро- и тепловой энергии за счетчиком на основе ВИЭ (СЭС, солнечные водоподогреватели и тепловые насосы).

## Рисунок 4.16 Факторный анализ сценарных выбросов ПГ жилищного сектора



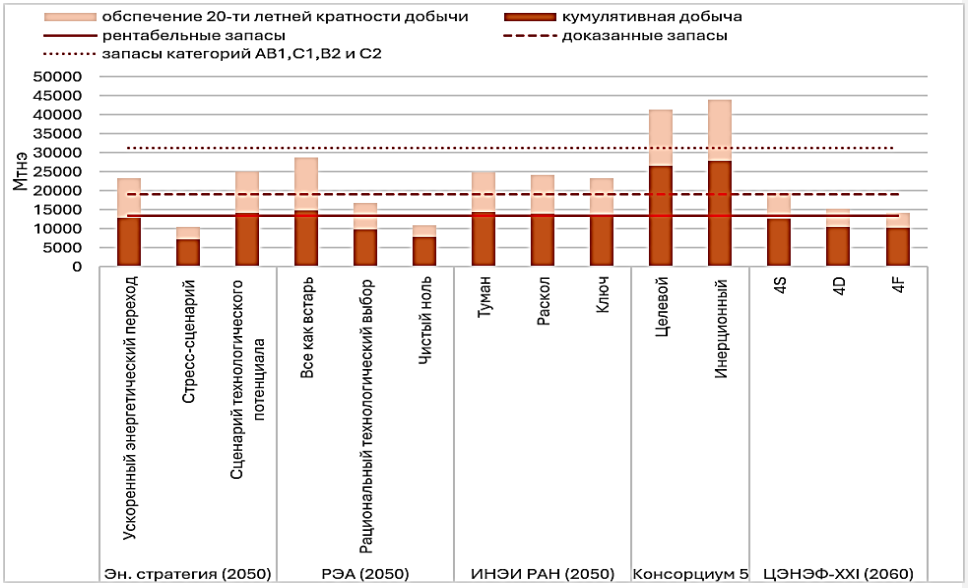

| | Консорциум 5 Целевой | Консорциум 5 Инерционный | ЦЭНЭФ-XXI -4S | ЦЭНЭФ-XXI -4D | ЦЭНЭФ-XXI -4F |
|---|---|---|---|---|---|
| Итог | -9 | 27 | -32 | -55 | -73 |
| Меры по снижению ПГ | -109 | -73 | -141 | -172 | -181 |
| Рост жилищного фонда | 100 | 100 | 109 | 117 | 108 |

Источник: ЦЭНЭФ-XXI (2022,2023) и Консорциум 5 (2024).

**Основная часть рассмотренных сценариев имеет адекватное, но напряженное обеспечение добычи природного газа его ресурсами, но этого нельзя сказать в отношении добычи нефти.** Анализ ресурсных ограничений сопоставляет прогнозируемую накопленную добычу нефти и природного газа с оценками запасов. На рис. 4.17–4.18 используется условная величина потребности в ресурсах топлива: кумулятивная добыча в 2025–2050 гг. плюс объем запасов, необходимый для поддержания добычи на уровне конечного года еще 20 лет. Этот показатель – исследовательское условие проверки на реализуемость. Его сравнение с оценками

запасов топлива указывает на напряженность реализуемости сценария, но не доказывает физическую невозможность реализации отдельной траектории. Тест на достаточность ресурсной базы добычи нефти не проходят сценарии, в которых потребность в ресурсах превышает не только объем рентабельных и разведанных запасов нефти, но и объем запасов категорий А, $B_1$, $C_1$, $B_2$ и $C_2$. (рис. 4.17). Традиционные запасы нефти на треть представлены высокообводненными и высоковыработанными месторождениями. Трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ) и сейчас составляют треть общего объема добычи нефти, а к 2050 г. их доля может увеличиться до 70%.[7] Это означает, что приростная капиталоотдача в нефтедобыче будет очень низкой, близкой нулю, или даже отрицательной. В сценариях с горизонтом анализа до 2050 г. проблема достаточности ресурсной базы проявляется еще не так выпукло, но добавление кумулятивной добычи в 4-5 Гтнэ в течение 2051-2060 гг. ведет к резкому росту напряженности в обеспечении заданных уровней добычи нефти запасами. В отношении природного газа картина выглядит также достаточно напряженной. К 2050 г. значительная часть сценариев выходит на рубеж исчерпания разведанных запасов газа, а в сценарии технологического потенциала Энергетической стратегии к 2050 г. и в сценариях Консорциума 5 к 2060 г. исчерпанными оказываются все запасы природного газа категорий А, $B_1$,$C_1$, $B_2$ и $C_2$.

Рисунок 4.17 Сопоставление потребности в ресурсах нефти* по отдельным сценариям с имеющимися запасами

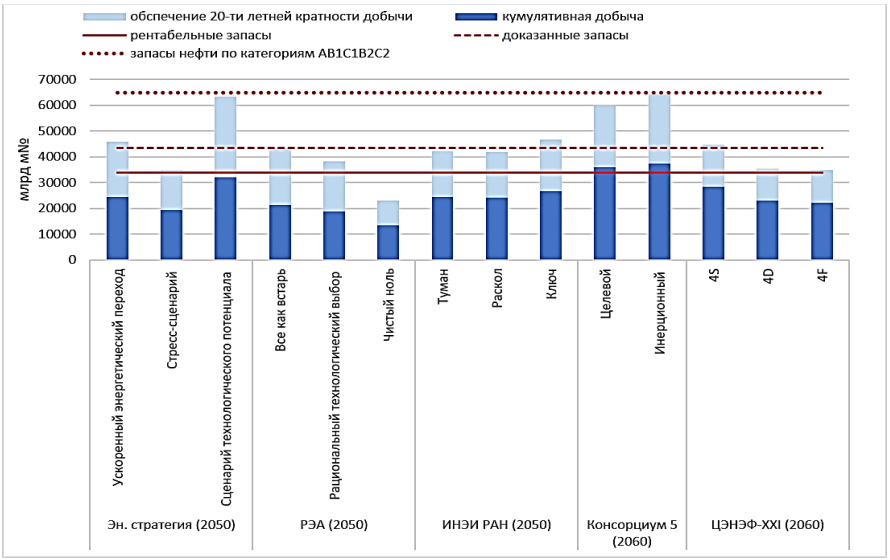



*Условная потребность включает накопленную добычу в 2025–2050 гг. и дополнительный запас для поддержания добычи на уровне 2050 г. в течение последующих 20 лет. Дополнительное условие не является обязательным критерием осуществимости.

[7] https://www.tadviser.ru/index.php/%D0%A1%D1%82%D0%B0%D1%82%D1%8C%D1%8F:%D0%97%D0%B0%D0%BF%D0%B0%D1%81%D1%8B_%D0%BD%D0%B5%D1%84%D1%82%D0%B8_%D0%B2_%D0%A0%D0%BE%D1%81%D1%81%D0%B8%D0%B8

Источники: расчеты по данным (Энергетическая стратегия, 2025; ИНЭИ РАН, 2025; РЭА, 2024; Консорциум 5, 2024; ЦЭНЭФ-XXI, 2022, 2023). Оценки запасов нефти: Интерфакс (2026), https://www.interfax.ru/business/1073277; РБК (2026), https://www.rbc.ru/economics/27/02/2026/69a181759a7947aa56849eb6

## Рисунок 4.18 Сопоставление потребности в ресурсах природного газа* по отдельным сценариям с имеющимися запасами




*Условная потребность включает накопленную добычу в 2025–2050 гг. и дополнительный запас для поддержания добычи на уровне 2050 г. в течение последующих 20 лет. Дополнительное условие не является обязательным критерием осуществимости.

Источники: расчеты по данным Энергетическая стратегия, 2025; ИНЭИ, 2025; РЭА, 2024; Консорциум 5, 2024; ЦЭНЭФ-XXI, 2022 и 2023. Данные по запасам природного газа: https://www.interfax.ru/business/1073277 ; https://www.rbc.ru/economics/27/02/2026/69a181759a7947aa56849eb6?utm_referrer=https%3A%2F%2Fwww.google.com%2F

## 4.8 Неопределенности и пробелы в знаниях

Наиболее существенный пробел связан с независимыми оценками долгосрочной динамики поглощения в ЗИЗЛХ, особенно для сценариев *Forest First*. Необходимы более прозрачные модели, учитывающие земельные ограничения, возрастную структуру лесов и эффекты климатических изменений.

Дополнительные исследования требуются для промышленных процессов, сельского хозяйства и отходов, где число сопоставимых опубликованных сценариев ограничено.

Особое внимание следует уделять выявлению наличия и обоснованию эмпирических пороговых значений важных индикаторов, таких как доля инвестиций в декарбонизацию в ВВП или доля расходов на энергию в доходах.

Результаты сценарных расчетов важно регулярно обновлять, отслеживая изменения мирового спроса и цен на энергоресурсы, зрелость технологий и изменение сопряженных с использованием затрат, стоимость капитала, фактический ввод и выбытие мощностей, энергоемкость и динамику ЗИЗЛХ.

Ретроспективное сопоставление прежних сценариев с фактической траекторией помогает выявлять ошибки исходных предпосылок и ограничивать необоснованные экстраполяции. Особенно полезно отделять ошибки прогнозов ВВП, цен, технологического развития и выбросов.

Перспективное направление – согласованный межмодельный эксперимент с общими социально-экономическими и внешними предпосылками, стандартизированными определениями показателей и проверяемыми сценарными рядами. Он позволил бы выделить вклад различий модельной архитектуры и повысить воспроизводимость оценок для России. Такой эксперимент можно было бы провести в рамках выполнения п. 52 *«Плана мероприятий по реализации Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2050 года» – «Разработка сценарных прогнозов выбросов парниковых газов в отраслях топливно-энергетического комплекса России на 2030 год, 2036 год и на перспективу до 2050 года»* (Распоряжение Правительства Российской Федерации от 31 октября 2026 г. № 3170-р).

Формирование комплексной многосторонней экспертной группы, объединяющей специалистов из разных научных сфер, и разработка эффективных алгоритмов для оценки осуществимости сценарных траекторий, представляет важную и серьезную задачу. Такой подход позволяет гораздо надежнее определять коридоры реализуемости, в пределах которых можно направлять усилия по декарбонизации и значительно укрепить общественный консенсус, одновременно сокращая неэффективное расходование государственных ресурсов, выделяемых на реализацию политики.

## Список использованных источников


1. Башмаков И.А. О реализации и анализе результатов макроэкономических прогнозов (метод семи матриц) // Система обработки макроэкономической информации. – М.: Наука, 1987. – С. 117–132.
2. Башмаков И.А. Ред. 1992. Энергетика мира: уроки будущего / Под ред. Башмакова И.А. – М.: МТЭА, ИНЭИ РАН, 1992. 468 с.
3. Башмаков И.А. 2009. Низкоуглеродная Россия: 2050 год. – М: ЦЭНЭФ, 2009. 197 с.
4. Башмаков И.А. Ред. 2014. Затраты и выгоды низкоуглеродной экономики и трансформации общества в России. Перспективы до и после 2050 г. М. 2014. ЦЭНЭФ. 208 стр.
5. Башмаков И.А. и А.Д. Мышак. 2014. Сравнение прогнозов выбросов парниковых газов в секторе «энергетика» России на 2010-2060 гг. Проблемы прогнозирования. Выпуск 1. 2014 г. С. 48-62.
6. Башмаков И.А. 2016. «Экономика постоянных» и длинные циклы динамики цен на энергию // Вопросы экономики. – 2016. № 7. – С. 1-28.
7. Башмаков И.А. 2022а. Углеродное регулирование в ЕС и российский сырьевой экспорт // Вопросы экономики. – 2022. № 1. – С. 1-20.

8. Башмаков И.А. 2022б. Прогнозы развития энергетики мира 30 лет спустя: проверка прошлым уроков будущего // Вопросы экономики. – 2022. № 5. – С. 1-28.

9. Башмаков И.А. 2022в. Россия на траекториях движения к углеродной нейтральности: три четверки и одна двойка // Нефтегазовая вертикаль. – №11, 2022. – С. 62-75.

10. Башмаков И.А. 2023а. Внешняя торговля, экономический рост и декарбонизация в России. Долгосрочные перспективы // Нефтегазовая вертикаль. – №№ 11-12, 2023.

11. Башмаков И.А. 2023б. Сценарии движения России к углеродной нейтральности // Энергосбережение. – 2023. №1. – С. 10-19.

12. Башмаков И.А. 2023г. Распределительные эффекты от мер по декарбонизации экономики России. ЦЭНЭФ-XXI. https://cenef-xxi.ru/articles/raspredelitelnye-effekty-ot-mer-po-dekarbonizacii-ekonomiki-rossii

13. Башмаков И.А. Анализ оценок перспектив декарбонизации российской экономики аналитическими центрами // Современная мировая экономика. 2025. Т. 3. № 3(11). С. 26–56. https://doi.org/10.17323/2949-5776-2025-3-3-26-56

14. Башмаков И.А. 2026. Пределы изменений: методологический подход к оценке реализуемости декарбонизации. Современная мировая экономика. В печати.

15. Башмаков, И., Башмаков, В., Борисов, К., Дзедзичек, М., Лунин А., И. Говор. 2022. Углеродная нейтральность в России: ухабистые траектории до 2060 года. https://cenef-xxi.ru/uploads/Glava_1_Osnovnye_vyvody_546b9118d5.pdf; Russia's carbon neutrality: pathways to 2060 https://cenef-xxi.ru/uploads/Report_CENEF_XXI_0076074542.pdf

16. Башмаков И., В. Башмаков, К. Борисов, М. Дзедзичек, О. Лебедев, А. Лунин, А. Мышак. 2023а. Низкоуглеродные технологии в России. Нынешний статус и перспективы Низкоуглеродные технологии в России. Нынешний статус и перспективы

17. Башмаков И.А., В.И. Башмаков, К.Б. Борисов, М.Г. Дзедзичек, А.А. Лунин, О.В. Лебедев и А.Д. Мышак. 2023б. Движение России к углеродной нейтральности: развилки на дорожных картах. Russia on the pathways to carbon neutrality: forks on roadmaps

18. Башмаков И. А., Борисов К. Б., Дзедзичек М.Г., Лунин А.А., Лебедев О.В., Скобелев Д. О., Гусева Т. В. 2026. Бенчмаркинг энергоэффективности и углеродоемкости производства энергии на тепловых электростанциях в Российской Федерации. Москва: Изд-во «Перо», 2026. – 356 с. ISBN 978-5-00270-925-0 https://cenef-xxi.ru/articles/benchmarking-energoeffektivnosti-i-uglerodoemkosti-proizvodstva-energii-na-tes-v-rossijskoj-federacii-kniga-cepp-i-cenef-xxi

19. ВЭБ.РФ. Достижение Российской Федерацией «углеродной нейтральности» не позднее 2060 года. М., 2023. https://www.inveb.ru/green-economy

20. Дребенцов В., Новиков С., Турдыева Н. Transformation of the Electricity Sector in a General Equilibrium Model for Russia: An Assessment of the Russian Energy Agency's Scenarios. Рукопись / готовящийся препринт, 2026.

21. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2042 года. 2024. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2042 года (принята распоряжением Правительства РФ от 30 декабря 2024 года № 4153-р).

22. Давыдова А.Ю., Макаров И.А., Смоловик Е.В. 2025. Последствия введения пограничного углеродного регулирования Китаем для российской экономики // Экономический журнал ВШЭ. 2025. Т. 29, № 3. С. 462–493.

23. Замолодчиков Д.Г., Грабовский В.И., Коровин Г.Н., Гитарский М.Л., Блинов В.Г., Дмитриев В.В., Курц В.А. Бюджет углерода управляемых лесов Российской Федерации в 1990-2050 гг.: ретроспективная оценка и прогноз // Метеорология и гидрология. 2013. № 10. С. 73-92.

24. ИНП РАН. 2007. Долгосрочный прогноз экономического развития России в 2007-2030 гг. (по сценариям). М. Май 2007.

25. ИНП РАН. Экономика климата: создание методики разработки сценариев и моделей оценки социально-экономических эффектов реализации климатической повестки и политики низкоуглеродного развития: итоговый отчет. М., 2024. https://ecfor.ru/rskm-konsortsium-ekonomika-klimata/

26. ИНЭИ РАН. Прогноз развития энергетики мира и России 2024 / под ред. А. А. Макарова, В. А. Кулагина, Д. А. Грушевенко, А. А. Галкиной. М., 2024. https://www.eriras.ru/files/prognoz-2024.pdf.

27. Консорциум 5. 2024. Отчет по ВИП ГЗ. «Экономика климата». 2024 г. *Создание методики разработки сценариев и моделей оценки социально-экономических эффектов реализации климатической повестки и политики низкоуглеродного развития, включая меры по декарбонизации экономики и энергетики на уровне стран и регионов мира, а также экономики и энергетики Российской Федерации, обоснованы меры адаптации населения и экономики Российской Федерации к изменениям климата федерального уровня*.

28. Концепция развития рынка газомоторного топлива в Российской Федерации на период до 2035 года, утверждена распоряжением правительства РФ от 29.08.2025, № 2366-р.

29. Макаров А.А. 2008. Возможности сдерживания эмиссии парниковых газов в энергетике России. Академия энергетики. № 5, 2008. С. 26-33.

30. Макаров И.А., Чен Х., Пальцев С.В. 2018. Последствия Парижского климатического соглашения для экономики России. Вопросы экономики. 2018;(4):76-94. https://doi.org/10.32609/0042-8736-2018-4-76-94

31. Минтранс, 2024. Доклад о реализации Транспортной стратегии Российской Федерации до 2030 года с прогнозом на период до 2035 года. Отчетный период: 2023 год.

32. НДК. 2026.

33. Проект Транспортной стратегии Российской Федерации до 2036 года с прогнозом на период до 2050 года. 2026.

34. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 31 октября 2026 г. № 3170-р ««О плане мероприятий по реализации Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2050 года».

35. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 г. № 1523-р «Об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года».

36. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 5 августа 2021 г. № 2162-р «Об утверждении Концепции развития водородной энергетики в Российской Федерации».

37. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 23 августа 2021 г. № 2290-р «Об утверждении Концепции по развитию производства и использования

электрического автомобильного транспорта в Российской Федерации на период до 2030 года».

38. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 29 октября 2021 г. № 3052-р «Об утверждении Стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года».

39. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 27 ноября 2021 г. № 3363-р «Об утверждении Транспортной стратегии Российской Федерации до 2030 года с прогнозом на период до 2035 года».

40. РЭА Минэнерго России. Сценарии развития мировой энергетики до 2050 г. М., 2024. https://rosenergo.gov.ru/press-center/news/stsenarii-razvitiya-mirovoy-energetiki-do-2050-goda/.

41. Синяк Ю.В. 2008. Сценарии долгосрочного развития ТЭК России и прогнозы выбросов CO2. Возможная стратегия России по сокращению накопления CO2 в атмосфере. Материалы семинара «Экономические проблемы энергетического комплекса». 27.03.2007. Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН. М. 2008. С. 6-45.

42. Шварц Е. А., Птичников А. В., Романовская А. А.,Коротков В. Н., Байбар А. С. (2025). Роль лесов в достижении углеродной нейтральности России к 2060 году // Журнал Новой экономической ассоциации. № 3 (68). С. 216–241. DOI: 10.31737/22212264_2025_3_216-241

43. Транспортная стратегия Российской Федерации до 2030 года с прогнозом на период до 2035 года, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 27 ноября 2021 г. № 3363-р

44. Трофименко Ю., Комков В., Шашина Е., Деянов Д., Гайда И. и др. 2022. Научно обоснованный прогноз адаптации сектора автомобильного транспорта к вероятным последствиям изменения климата и возможные сценарии его декарбонизации в Российской Федерации. М.: Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО, 2022. 134 с. URL: https://sk.skolkovo.ru/storage/file_storage/b013d3a4-d719-43e1-a27b-1732879abe9a/SKOLKOVO_EneC_RU_Transport.pdf?_gl=1*byfa2y*_ga*MTg0MjY2Mzc2MS4xNjg5NzU0Mjcx*_ga_ZV5K

45. Трофименко Ю. В. и В. И. Комков. 2023. Актуализированный прогноз численности, структуры автомобильного парка России по типу энергоустановок и выбросов парниковых газов до 2050 года // Вестник Сибирского государственного автомобильно-дорожного университета. – 2023. – Т. 20, № 3(91). – С. 350-361. – DOI 10.26518/2071-7296-2023-20-3-350-361.

46. Указ Президента Российской Федерации от 4 ноября 2020 г. № 666 «О сокращении выбросов парниковых газов».

47. Указ Президента Российской Федерации от 26 октября 2023 г. № 812 «Об утверждении Климатической доктрины Российской Федерации».

48. Широв А.А. и А.Ю. Колпаков. 2023. Целевой сценарий социально-экономического развития России с низким уровнем нетто-выбросов парниковых газов до 2060 года // Проблемы прогнозирования. 2023. № 6 (201). С. 53-66. DOI: 10.47711/0868-6351-201-53-66

49. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2050 года. 2025. https://minenergo.gov.ru/ministry/energy-strategy?docs-group=file-330334

50. Bashmakov I., A. Makarov. 1990. The Soviet Union. Chapter in carbon emissions control strategies. W.U. Chandler Editor. WWF and The Conservation Foundation. Wash., USA. 1990. pp.35-54.

51. Bashmakov I., Makarov A. 1991. An energy development strategy for the USSR: Minimizing greenhouse gas emissions. Energy Policy. Volume 19, Issue 10, December 1991, pp. 987-994.

52. Bashmakov I. 1993. Costs and benefits of CO2 emission reduction in Russia: presentation at a Workshop Costs, Impacts, and Benefits of CO2 Mitigation on 28-30 September 1992. IIASA // Kaya Y., Nakichenovich N., Nordhouse W., Toth F. editors. – Laxenburg, 1993. P. 453-474.

53. Bashmakov, I. 2006. Russian energy and carbon emissions coming from 2005 to 2050. Developing visions for a Low Carbon Society (LCS) through sustainable development. Workshop summary. June 13-16. 2006. MitaKaigisho, Tokio. Japan. Pp. 59-60.

54. Bashmakov I. 2017. The first law of energy transitions and carbon pricing. International Journal of Energy, Environment, and Economics, Vol. 25, No. 1, pp. 1–42.

55. Bashmakov Igor A. 2024a. Russia on the pathways to carbon neutrality: forks on roadmaps. Mitig Adapt Strateg Glob Change (2024) 29:70 https://doi.org/10.1007/s11027-024-10164-y

56. Bashmakov IA. 2024b. Distributional Effects of Expected Climate Mitigation Policies in Russia. Mod Econ Manag, 2024; 3: 5. DOI: 10.53964/mem.2024005.

57. Bashmakov I. 2025. Three laws of energy transitions and economic growth. Energy Efficiency (2025) 18:7. https://doi.org/10.1007/s12053-024-10293-y

58. Bashmakov I. 2026. How “green” is electricity generation in Russia and why can it gradually go “red”? Mitig Adapt Strateg Glob Change (2026) 31:55 https://doi.org/10.1007/s11027-026-10317-1; https://rdcu.be/fh3Tc

59. Bashmakov I. A. and A. Myshak. 2018. “Minus 1” and Energy Costs Constants: Sectorial Implications. Journal of Energy. Volume 2018, Article ID 8962437. https://doi.org/10.1155/2018/8962437

60. Bashmakov Igor,·Vladmir Bashmakov, Maxim Dzedzichek, Anna Myshak. 2022. Sanctions and CBAM: Implications for the Russian industry. https://cenef-xxi.ru/articles/sanctions-and-cbam:-implications-for-the-russian-industry

61. Bashmakov I., Grubb M., Drummond P., Lowe R., Myshak A., Hinder B. 2024. “Minus 1” and energy costs constants: Empirical evidence, theory and policy implications // Structural Change and Economic Dynamics. Volume 71, December 2024, pp. 95-115. https://doi.org/10.1016/j.strueco.2024.06.010

62. Brutschin, E., S. Pianta, M. Tavoni, K. Riahi, V. Bosetti, G. Marangoni, and B. van Ruijven. 2021. A Multidimensional Feasibility Evaluation of Low-Carbon Scenarios. Environmental Research Letters 16 (6): 064069. https://doi.org/ 10.1088/1748-9326/abf0ce. https://2050pathways.org/wp-content/uploads/2025/11/Beyond-Targets-Demystifying-Long-Term-Climate-Strategies.pdf

63. Büchs M., N. Cass, C. Mullen, K. Lucas and D. Ivanova. 2023. Emissions savings from equitable energy demand reduction. Nature energy. Published online: 17 July 2023. https://doi.org/10.1038/s41560-023-01283-y

64. Carlino A., A. Wongel, L. Duan, E. Virgüez, S.J. Davis, M.R. Edwards, K. Caldeira. 2025. Variability of technology learning rates. Advances in Applied Energy 20 (2025) 100252 https://doi.org/10.1016/j.adapen.2025.100252

65. Edelman Trust Institute. 2023. 2023 Edelman Trust Barometer Special Report: Trust and Climate Change https://www.edelman.com/sites/g/files/aatuss191/files/2023-11/2023%20Edelman%20Trust%20Barometer%20Special%20Report%20Trust%20and%20Climate.pdf

66. EIA. Annual Energy Outlook 2026. U.S. Energy Information Administration, 2026. https://www.eia.gov/outlooks/aeo/.

67. Frilingou N., Nikas A. et al. Cost of Capital Evolution Effects on Regional Mitigation Pathways: Financing Renewable Investments in Low- and Middle-Income Countries. IAM-COMPACT Policy Brief, 2025. https://doi.org/10.5281/zenodo.15054168.

68. Gardes-Landolfini C., Grippa P., Oman W., Yu S. Energy Transition and Geoeconomic Fragmentation: Implications for Climate Scenario Design. IMF Staff Climate Note 2023/003. Washington, DC: IMF, 2023. https://www.imf.org/-/media/Files/Publications/Staff-Climate-Notes/2023/English/CLNEA2023003.ashx.

69. Goldman Sachs. 2003. Dreaming with BRICs: the path to 2050. Goldman Sachs economy paper. No. 99, October 2003.

70. Grubb, M., Poncia, A., Drummond, P., Hourcade, J.C., Neuhoff, K., 2023. Policy complementarity and the paradox of carbon pricing. Oxford Review of Economic Policy, Vol.39:4.

71. Hausfather Z. 2026. Explainer: The CMIP7 emissions scenarios – and how they explore future climate change - Carbon Brief.

72. Hayez L. et al. NGFS Long-term Scenarios, Narratives and Key Findings: Net Zero 2050, Current Policies and Fragmented World. NGFS, 2025. https://www.ngfs.net/en/publications-and-statistics/publications/explanatory-notes-ngfs-long-term-climate-scenarios.

73. Hollnaicher S. 2025. Assessing Feasibility with Value-laden Models. Discussing the Normativity of Integrated Assessment Models. https://doi.org/10.1007/978-3-662-70714-2

74. IAM Compact. 2025. Cost of capital evolution effects on regional mitigation pathways: Financing renewable investments in low- and middle-income countries.

75. IEA. World Energy Outlook 2025. Paris: International Energy Agency, 2025. https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2025.

76. IEA. 2026. Household Energy Affordability. Data and Indicators. A methodological framework for national monitoring.

77. IPCC, 2022: Summary for Policymakers. In: Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [P.R. Shukla, J. Skea, R. Slade, A. Al Khourdajie, R. van Diemen, D. McCollum, M. Pathak, S. Some, P. Vyas, R. Fradera, M. Belkacemi, A. Hasija, G. Lisboa, S. Luz, J. Malley, (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA. doi: 10.1017/9781009157926.001.

78. Jewell J. & A. Cherp. 2023. The feasibility of climate action: Bridging the inside and the outside view through feasibility spaces. WIREs Climate Change. DOI: https://doi.org/https://doi.org/10.1002/wcc.838

79. Keramidas K. et al. 2026. Global Energy and Climate Outlook 2025: Market Competitiveness of Clean Energy Technologies. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2026. JRC. https://doi.org/10.2760/6843693.

80. König R., T. Pregger, S. Kronshage, P. Jochem, B. McCall, G. Holtz, S. Sudharmma, Vishwanathan, P. Fragkos, F. Teng, S.J. Smith, S. Teske. 2025. How to consider feasibility aspects of transformation pathways for the industry sector – implications for energy systems modelling. Energy Strategy Reviews 62 (2025) 101901. https://doi.org/10.1016/j.esr.2025.101901

81. Kononov Yu. D. 1993. Reconfiguration of the Russian economy and energy in response to environmental problems: presentation at a Workshop Costs, Impacts, and Benefits of CO2 Mitigation on 28-30 September 1992. IIASA // Kaya Y., Nakichenovich N., Nordhouse W., Toth F. editors. – Laxenburg, 1993. P. 453-474.

82. Laitner J., Lugovoy O., Potashnikov V. Cost and Benefits of Deep Decarbonization in Russia. Ekonomicheskaya Politika, 2020. No. 2, pp. 86-105. https://doi.org/10.18288/1994-5124-2020-2-86-105

83. Li, B. 2022. How Various "Irrationalities" Proven to be Rational. Academia Letters, Article 4579. https://doi.org/10.20935/AL4579.

84. Makarov I. et al. Russia and Global Green Transition: Risks and Opportunities. World Bank and HSE University, 2021. https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/36757.

85. MIT Center for Sustainability Science and Strategy. 2025 Global Change Outlook: Assessing Risks to Human Well-being and Pathways to a More Sustainable Future. MIT, 2025. https://cs3.mit.edu/publications/signature/2025-global-change-outlook

86. OECD (2026), What makes climate change mitigation policies work? A meta-analysis of the empirical literature on policy effectiveness, Inclusive Forum on Carbon Mitigation Approaches Papers, N. 11, OECD Publishing, Paris.

87. PARIS REINFORCE. D7.6 Report on the Reference and Policy Scenario Modelling Results. 2022. https://www.paris-reinforce.eu/sites/default/files/2022-12/D7.6%20-%20Report%20on%20the%20reference%20and%20policy%20scenario%20modelling%20results_v1.00_SUBMITTED.pdf.

88. Riahi, K., C. Bertram, D. Huppmann, J. Rogelj, V. Bosetti, A.-M. Cabardos, A. Deppermann, et al. 2021. Cost and Attainability of Meeting Stringent Climate Targets Without Overshoot. Nature Climate Change 11 (12): 1063–69. https://doi.org/10.1038/s41558-021-01215-2

89. Robertson S. 2025 Blurred boundaries at the Intergovernmental Panel on Climate Change: the role of integrated assessment models in the science–society contract. R. Soc. Open Sci. 12: 250286. https://doi.org/10.1098/rsos.250286

90. Safonov G., V. Potashnikov, O. Lugovoy, M. Safonov, A. Dorina, A. Bolotov. 2020. The low carbon development options for Russia. Climatic Change. https://doi.org/10.1007/s10584-020-02780-9 Springer Nature B.V. 2020;

91. Sending O.J., I. Øverland, and T. B. Hornburg. 2020. Climate change has moved from the margins to the center of international politics. Journal of international affairs 73, No. 1.·January 2020 https://cssn.org/wp-content/uploads/2020/11/2020-ClimatechangeandIRafive-prongedapproach.pdf

92. Shirov A. A. et al. Stakeholder-driven Scenario Analysis of Ambitious Decarbonisation of the Russian Economy // Renewable and Sustainable Energy Transition. 2023. Vol. 4. 100055. https://doi.org/10.1016/j.rset.2023.100055

93. Tolios G., Fragkos P. Transition Pathways for Russia. NDC-ASPECTS Country Report D5.2. 2024. https://ndc-aspects.eu/sites/default/files/2024-11/D5.2%20-%20Russia%20country%20fiche.pdf

94. Turdyeva N. Russian Economic Transformation: Navigating Climate Policy and Trade Restrictions. Bank of Russia Working Paper Series No. 125. 2024. https://cbr.ru/eng/ec_research/ser/wp_125/

95. Trofimenko, Y., Komkov, V., Donchenko, V. Problems and prospects of sustainable low carbon development of transport in Russia. 2018. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 177(2018), 012014.

96. Trofimenko Y., V. Komkov and K. Trofimenko. 2020a. Forecast of energy consumption and greenhouse gas emissions by road transport in Russia up to 2050. Transportation Research Procedia, 14th International Conference on Organization and Traffic Safety Management Large Cities, 2020, pp. 698-707.

97. Trofimenko Y.V., Komkov V.I., Donchenko V.V. 2020b. Methods and results of forecasting number and structure of motor fleet in the Russian Federation by types of engine and fuel used for calculation of greenhouse gases emission till 2050 / International Journal of Emerging Trends in Engineering Research. 2020. Т. 8. № 6. С. 2707-2711.

98. Trofimenko Y.V. and Komkov V.I. 2021. Forecast of decarbonization of road transport in Russia until 2050 in the context of digitalization and expansion of the use of unmanned vehicles / In: 2021 Intelligent Technologies and Electronic Devices in Vehicle and Road Transport Complex, TIRVED 2021 - Conference Proceedings. 2021.

99. van de Ven D.-J. et al. A Multimodel Analysis of Post-Glasgow Climate Targets and Feasibility Challenges // Nature Climate Change. 2023. Vol. 13. P. 570–578. https://doi.org/10.1038/s41558-023-01661-0. Data: https://doi.org/10.5281/zenodo.7767193

100. Van Vuuren, D. P., O'Neill, B. C., Tebaldi, C., Sanderson, B. M., Chini, L. P., Friedlingstein, P., Hasegawa, T., Riahi, K., Govindasamy, B., Bauer, N., Eyring, V., Fall, C. M. N., Frieler, K., Gidden, M. J., Gohar, L. K., Högner, A., Jones, A. D., Kikstra, J., King, A., Knutti, R., Kriegler, E., Lawrence, P., Lennard, C., Lowe, J., Mathison, C., Mehmood, S., Nicholls, Z., Prado, L. F., Zhang, Q., Rose, S. K., Ruane, A. C., Sandstad, M., Schleussner, C.-F., Seferian, R., Sillmann, J., Smith, C., Sörensson, A. A., Panickal, S., Tachiiri, K., Vaughan, N., Vishwanathan, S. S., Yokohata, T., Zecchetto, M., and Ziehn, T.: 2026. The Scenario Model Intercomparison Project for CMIP7 (ScenarioMIP-CMIP7), Geosci. Model Dev., 19, 2627–2656, https://doi.org/10.5194/gmd-19-2627-2026, 2026.

101. Vilkov, A.; Tian, G. 2024. Efficiency Evaluation of Forest Carbon Sinks: A Case Study of Russia. Forests 2024, 15, 649. https://doi.org/10.3390/f15040649

102. Wiens, D. 2015. Political Ideals and the Feasibility Frontier. Economics and Philosophy 31 (3): 447–77. https://doi.org/10.1017/S0266267115000164

103. Zenghelis D., H. Pollitt, J.-F. Mercure and F.W. Geels, 2025. Understanding and modelling structural economic change as a dynamic resource creation process—an application to low-carbon transitions. Oxford Review of Economic Policy, 2025, 0, 1–25 https://doi.org/10.1093/oxrep/graf036