6 Российский бизнес на траекториях декарбонизации

Координирующие лидирующие авторы:

Гайда И.В., Юлкин М.А.

Лидирующие авторы:

Борисов К.Б., Бродач М.М., Гусева Т.В., Зубакин В.А., Киргизова-Барская Е.В., Силкин В.Ю., Шварц Е.А., Шилкин Н.В.

6.1 Декарбонизация мировых рынков: текущие тренды и их влияние на российские компании

Цель данной главы – оценить положение российского бизнеса в контексте глобальной декарбонизации. В разделе последовательно рассматриваются тренды декарбонизации мировых рынков и углеродное регулирование ключевых торговых партнеров; корпоративная отчетность о выбросах парниковых газов в России; бенчмарк-анализ выбросов российских компаний и углеродного следа продукции; корпоративные стратегии сокращения выбросов по отраслям и реализуемые пилотные технологические проекты; роль рыночных инструментов; климатические рейтинги российских компаний; а также основные неопределенности и пробелы в знаниях. Раздел завершается выводами и рекомендациями.

В главе оценивается, как низкоуглеродная трансформация мировых рынков меняет условия деятельности российского бизнеса и насколько российские компании готовы к этим изменениям. Для этого рассматриваются углеродное регулирование ключевых торговых партнеров России, международные отраслевые инициативы по сокращению выбросов парниковых газов (ПГ), углеродоемкость российской продукции в сравнении с отраслевыми бенчмарками, корпоративные стратегии сокращения выбросов ПГ в различных секторах, а также результаты оценки климатической деятельности компаний в рейтингах.

Тема антропогенного изменения климата вышла на передний край мировой науки в 1970-х годах. В 1972 году выдающихся советский ученый-климатолог Михаил Будыко публикует книгу «Влияние человека на климат»[1], а годом ранее делает революционное предсказывание, что под влиянием деятельности человека средняя глобальная температура к 2019 году повысится на 1°С по сравнению с 1970 годом, при этом около 50% многолетних льдов в Арктике исчезнут.[2,3] В том же 1972 году в журнале “Nature” выходит знаковая статья американского ученого Джона Сойера, в которой был дан научный анализ и прогноз глобальных изменений климата в результате накопления в атмосфере антропогенного (man-made) углекислого газа[4]. Примерно к этому же периоду относятся фундаментальные работы будущих нобелевских лауреатов экономиста Уильяма Нордхауса[5], океанолога Клауса Хессельмана[6] и физика Сюкуро Манабэ[7].

В 1988 году Всемирная метеорологическая организация (WMO) и Программа ООН по окружающей среде (UNEP) создают Межправительственную группу экспертов по изменению

[1] См. https://korobkaknig.ru/gumanitar_nauka/nauki_o_zemle/vliyanie-cheloveka-na-klimat-34675.html
[2] См. https://www.kommersant.ru/doc/7975663
[3] По факту средняя глобальная температура увеличилась за этот период на 0,98°С, а площадь многолетних арктических льдов в сентябре (годовой минимум) 2019 года была примерно на 46% меньше, чем в 1970 году. См. https://www.kommersant.ru/doc/7975663
[4] J. S. Sawyer. “Man-made Carbon Dioxide and the “Greenhouse” Effect”. – Nature, 01 September 1972, https://www.nature.com/articles/239023a0; Neville Nicholls. “Climate: Sawyer predicted rate of warming in 1972”. – Nature, 29 August 2007 https://www.nature.com/articles/448992c; Prof . Richard Betts, MBE. “Guest post: The 50th anniversary of a remarkable global-warming prediction”. – Carbon Brief, 01.09.22 https://www.carbonbrief.org/guest-post-the-50th-anniversary-of-a-remarkable-global-warming-prediction;
[5] Нобелевская премия по экономике 2018 г. за вклад в глобальный анализ экономики и климата, ключевые работы: “Is Growth Obsolete?” (1972), “Economic Growth and Climate: The Carbon Dioxide Problem” (1977)
[6] Нобелевская премия по физике 2021 г. за моделирование сложных систем и климатической динамики, ключевые работы: “Stochastic climate models Part I. Theory” (1976), “On the signal-to-noise problem in atmospheric response studies” (1979).
[7] Нобелевская премия по физике 2021 г. за моделирование сложных систем и климатической динамики, ключевые работы: в 1969 году совместно с К. Брайаном создал первую трехмерную компьютерную модель общей циркуляции, которая объединила динамику океана и атмосферы. Эта работа заложила фундамент для всех современных прогнозов климата.

климата (МГЭИК). В том же году эта инициатива получает единогласную поддержку и одобрение Генеральной ассамблеи ООН. В 1990 году выходит первый оценочный доклад МГЭИК. В 1992 году на его основе было разработано и принято первое международное соглашение по климату – Рамочная конвенция ООН об изменении климата (РКИК). Цель – удержать концентрации парниковых газов (ПГ) в атмосфере на безопасном уровне, а для этого снизить их выбросы в атмосферу, прежде всего в развитых странах.

В 1997 году на Третьей конференции сторон РКИК в Киото (Япония) принят Киотский протокол к РКИК, в котором впервые установлены количественные цели по ограничению и сокращению выбросов ПГ для развитых стран на период с 2008 по 2012 гг. и обозначена коллективная цель – сократить выбросы ПГ развитых стран в эти годы на 5% от уровня 1990 года. Помимо прямых требований к развитым странам проводить политику и меры, направленные на сокращение выбросов ПГ (см. статью 2 КП), в Киотском протоколе были предусмотрены рыночные механизмы торговли выбросами ПГ (статья 17 КП), а также механизмы выпуска в обращение и передачи углеродных единиц от реализации проектов по сокращению выбросов и увеличению секвестрации ПГ как в развивающихся странах (статья 12 КП), так и в самих развитых странах (статья 6 КП).

Киотский протокол вступил в силу в 2005 году, в том же году была запущена Европейская схема торговли выбросами ПГ (ЕСТВ), в которой главным является учет и квотирование выбросов ПГ в разрезе основных энергетических и промышленных установок и видов деятельности с продажей (размещением) разрешений на выбросы ПГ через аукционы. С тех пор количество действующих в мире систем регулирования выбросов ПГ на основе концепции углеродной цены, согласно которой эмитенты выбросов ПГ платят цену за эти выбросы и несут за них материальную ответственность) возросло до 80.

С переходом в 2021 году к новому международно-правовому режиму в климатической сфере, который определяется принятым в 2015 году Парижским соглашением, процесс заметно ускорился. Основной вклад в это внес Китай, где в 2021 году после целой серии региональных экспериментов была запущена национальная система торговли выбросами ПГ, которая сначала покрывала только электроэнергетику (угольную генерацию), а затем была распространена на углеродоемкие отрасли промышленности, такие как производство чугуна, стали, цемента, алюминия, удобрений, т.д.

Однако в России долгое время не замечали этот тренд и обратили на него внимание, только когда в Европе появился механизм углеродной корректировки импорта (CBAM). Его посчитали прямой угрозой российскому эксперту, причем не только экспорту в ЕС, но и в другие страны с высокой долей экспорта в ЕС, и немедленно окрестили механизмом трансграничного углеродного регулирования (ТУР), хотя ничего трансграничного в нем нет.

CBAM обязывает европейских импортеров декларировать встроенные выбросы ПГ, связанные с производством углеродоемкой продукции, произведенной в третьих странах и ввозимой по импорту на территорию ЕС, и оплачивать эти выбросы по тем же ценам, какие платит за аналогичные выбросы ПГ европейские производители при производстве аналогичной продукции. Эта обязанность распространяется на крупнейших импортеров и касается шести наиболее углеродоемких видов продукции, а именно: продукции черной металлургии, алюминия, цемента, удобрений, электроэнергии и водорода. По сути, CBAM – это механизм защиты европейской системы торговли выбросами ПГ от размывания за счет климатического демпинга иностранных поставщиков. Его задача – предотвратить утечку выбросов ПГ за рубеж, т.е. смену регулируемыми в ЕС источниками выбросов ПГ прописки в Европе на прописку в странах с более мягким режимом регулирования выбросов ПГ или вообще без регулирования выбросов ПГ.

Помимо развития углеродного регулирования на национальном уровне в последние годы появляются и отраслевые инициативы. В 2016 году Международная организация гражданской авиации (ИКАО) приняла схему сокращения и компенсации выбросов ПГ от международных авиаперевозок (CORSIA). С 2027 года эта схема переходит в рабочую фазу и становится обязательной для всех стран, отвечающих критериям CORSIA, в том числе для России. Схема содержит три основных требования к авиакомпаниям, осуществляющим международные авиаперевозки, а именно:

- ежегодная отчетность о выбросах ПГ от сжигания авиационного топлива в разрезе авиаперелетов между соответствующими аэропортами,
- переход к использованию во все возрастающем абсолютном и относительном объеме низкоуглеродного (LCF) и устойчивого (SAF) топлива вместо обычного авиационного керосина,
- обязательная компенсация выбросов ПГ сверх установленного базового уровня пропорционально вкладу авиакомпании в прирост выбросов ПГ от международных авиаперелетов в целом по отрасли.

Параллельно ИКАО вводит обязательную сертификацию воздушных судов по показателю удельных выбросов ПГ на тонно-километр[8]. Эти показатели различаются в зависимости от типа (грузоподъемности) воздушного судна и сначала, на первом этапе, применяются к проектируемым новым воздушным судам, на втором этапе – к воздушным судам, которые выпускаются промышленностью, на третьем этапе – к воздушным судам, находящимся в эксплуатации у авиакомпаний (эксплуатантов).

В России этот глобальный тренд заметили только 10 лет спустя, посчитали важным и в 2026 году создали при Минтрансе России соответствующий координационный центр.[9]

Между тем, на очереди уже создание аналогичной системы регулирования выбросов ПГ в сфере международных морских перевозок. Попытку Международной морской организации (IMO) запустить систему в 2025 году заблокировали США[10]. Однако есть все основания считать, что рано или поздно эта система будет создана и запущена. Это вопрос времени. И желательно на этот раз его не упустить.

Ключевым нарративом международных переговоров по вопросам изменения климата стал отказ от использования ископаемого органического топлива, хотя прямо в соглашениях по климату он не упоминается. В Парижском соглашении 2015 года говорится о развитии с низким уровнем выбросов парниковых газов (low greenhouse gas emissions development), что неявно подразумевает уменьшение расхода ископаемого органического топлива как главного источника антропогенных выбросов ПГ в атмосферу. Наиболее последовательно этот нарратив отражен в заключительном документе 28-й Конференции сторон РКИК, состоявшейся в Дубае (ОАЭ) в 2023 году. В нем впервые содержится прямой призыв ко всем странам завершить переход от ископаемого топлива в энергетике к 2050 году[11]. Для этого было предложено новое специальное понятие – “transition away from fossil fuels”, положившее конец бесконечному спору между двумя другими терминами – “phase out” и “phase down”. На климатической саммите в ООН 23 сентябре 2026 года Генеральный секретарь ООН А. Гуттереш призвал все страны разработать надежные дорожные карты перехода от ископаемого топлива, чтобы предотвратить дальнейшее изменение климата и вернуться к согласованному сценарию

[8] См. https://www.icao.int/environmental-protection/climate-change-technology-standards
[9] См. https://mintrans.gov.ru/press-center/news/13008
[10] См. https://earth.org/disappointment-and-determination-as-us-blocks-decision-on-shipping-carbon-price/
[11] См. 1/CMA.5 Global Stocktake, para 28, https://unfccc.int/sites/default/files/resource/1_CMA.5.pdf

допустимого повышения средней глобальной температуры на 1,5 С относительно доиндустриального уровня[12].

И это не пустые слова. В мире соответствующий процесс уже идет и набирает темпы. В 2026 году свои планы представили Германия, Франция и Нидерланды[13]. Согласно этим планам, Франция и Нидерланды полностью откажутся от угля в энергетическом секторе к 2030 году, Германия – к 2038 году (если не успеет к 2035 году). Что касается нефти и газа, то Нидерланды планируют к 2040 году сократить их потребление в два раза, Франция рассчитывает полностью уйти от нефти к 2045 году, от ископаемого газа – к 2050 году, Германия – полностью вытеснить нефть и природный газ из энергобаланса к 2045 году. Китай ставит своей целью ежегодно замещать 30 млн тонн угля за счет возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и к 2030 году достичь пика потребления угля без введения дополнительных ограничений на его использование[14].

В 2025 году два крупнейших потребителя энергетических углей в мире – Индия и Китай – впервые с начала 1970-х годов снизили производство угольной электроэнергии. В Китае выработка электроэнергии угольными электростанциями упала относительно прошлого года на 1,6%, в Индии – на 3%[15].

Энергетическая стратегия России основывается на других подходах, ставит во главу угла иные цели и ориентиры и не готовит бизнес к декарбонизации топливно-энергетического сектора и смежных секторов. Наоборот, ставка по-прежнему делается на рост добычи, экспорта и потребления ископаемого топлива.

Это подтвердила и принятая Правительством РФ в 2026 году обновленная программа развития угольной отрасли. В целевом сценарии добыча угля должна к 2050 году вырасти до 662 млн тонн, экспорт – до 350 млн тонн.[16] Действительность, однако, контрастирует с указанными планами. В 2025 году добыча угля в России снизилась на 0,2%, до 429 млн тонн, а сальдированный убыток угольных компаний, наоборот, возрос с 112,6 млрд руб. в 2024 году до 408 млрд руб. в 2025 году[17].

Одним из направлений декарбонизации мирового энергетического сектора должно стать повышение доли электроэнергии в конечном потреблении энергии в среднем до 35% к 2035 года. С такой инициативой выступила Турция в преддверии 31-й Конференции сторон РКИК, которая пройдет в этой стране в ноябре-декабре 2026 г. Между тем, в России доля электроэнергии в конечном потреблении энергии достигла пика 16% в 2012 году и с тех пор не росла, а падала.[18]

Накопленный в развитых странах опыт регулирования выбросов ПГ создает основу для ускоренной адаптации и внедрения аналогичных механизмов в развивающихся странах[19]. Пожалуй, самой амбициозной является программа формирования системы углеродного регулирования, реализуемая в Китае. В частности, начиная с 2024 года в Китае реализуется

[12] См. https://news.un.org/en/story/2026/09/1168418

[13] См. https://renen.ru/frg-planiruet-polnostyu-prekratit-ispolzovanie-iskopaemogo-topliva-do-2045-goda/

[14] См. https://energouzel.ru/news/252713, https://lenta.ru/news/2026/09/25/odna-evropeyskaya-strana-podelilas-planom-otkaza-ot-topliva, https://www.vedomosti.ru/esg/climate/news/2026/03/05/1180883-reuters-kitai-obnarodoval-novii-plan-po-sokrascheniyu-vibrosov, https://rtvi.eu/niderlandy-predstavili-dorozhnuyu-kartu-otkaza-ot-iskopaemogo-topliva/

[15] См. https://naked-science.ru/community/1150403

[16] См. https://www.interfax.ru/events/news/1119197, http://government.ru/dep_news/59942/

[17] См. https://www.interfax.ru/business/1117915

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

[19] Yuan Yuan, Zhangying Wu, Jiale Sun, Danyang Wang & Qi Fu. (2026) Institutional Isomorphism and Strategic Response: Evolution Mechanism of Urban Green Infrastructure Labels in the Yangtze River Delta Region from 2005 to 2025. Land 15:9, pages 1556. https://doi.org/10.1080/17450101.2026.2695078

национальная программа управления углеродным следом продукции, которая распространяется на всю цепочку поставок, включая импорт. В рамках этой программы поставщики обязаны представлять в едином формате сведения об углеродном следе продукции, поставляемой на китайский рынок, и одновременно с этим устанавливаются бенчмарки углеродоемкости для тех же видов продукции. Уже в 2027 году данное требование будет распространяться на 100 видов импортируемой в Китай продукции. Причем большая часть этой продукции не имеет ни прямого, ни косвенного отношения к той продукции, для которой в ЕС введена схема CBAM. Китай явно пытается оградить свой рынок от конкуренции со стороны тех стран и компаний, который не так преуспели в декарбонизации своих производственных цепочек, как сам Китай.

Индия в рекордно короткий срок запустила национальную систему торговли выбросами (CCTS), которая должна создать стимулы для декарбонизации наиболее энергоемких секторов промышленности.

По мере развития механизмов ценообразования на выбросы парниковых газов, страны АСЕАН приступили к разработке Общей углеродной рамочной программы (ACCF) для гармонизации стандартов регулирования, взаимному признанию систем ценообразования, и обеспечению беспрепятственной торговли углеродными единицами внутри региона.[20]

С учетом этого российскому бизнесу нужно быть готовым к тому, что в скором времени импортеры из «дружественных» азиатских стран могут предъявлять требования по предоставлению верифицированных данных об углеродном следе поставляемой продукции подобные тем, с которыми экспортеры сталкиваются в Европе.

Кроме того, российские компании могут столкнуться с проблемами привлечения капитала для расширения производственных мощностей на азиатских рынках, поскольку многие финансовые институты вводят отраслевые ограничения, исключая из своего портфеля активы с высоким углеродным следом. На данный момент наиболее жесткие ограничения касаются угольной отрасли.[21] Однако эти принципы и процедуры оценки климатических рисков могут изменить условия финансирования и для других углеродоемких секторов.

6.1.1 Углеродное регулирование внешней торговли в ЕС

С переходом CBAM в рабочий режим в 2026 г. углеродный след превращается из административного в финансовый фактор конкурентоспособности для российских экспортеров стали, алюминия, удобрений, цемента и водорода. В краткосрочном периоде финансовая нагрузка будет сдерживаться остатками бесплатных квот в EU ETS, однако основные риски связаны не столько с прямыми платежами, сколько с постепенной потерей рыночной доли из-за удельных выбросов по всей цепочке производства.

CBAM обязывает импортеров в Европе приобретать специальные CBAM-сертификаты по ценам, привязанным к цене размещения разрешений на выбросы ПГ в ЕСТВ, и затем предъявлять эти сертификаты к погашению администратору системы при ввозе товаров на таможенную территорию стран-членов ЕС, а также других стран, которые входят в единое европейское экономическое пространство (таких как Исландия, Лихтенштейн, Норвегия) и/или имеют совместимую и интегрированную с ЕСТВ систему регулирования выбросов ПГ (Швейцария). Для импортеров это означает значительное увеличение транзакционных

[20] ASEAN Carbon Market Framework. https://accfofficial.org/

[21] Asian Development Bank. (2025). 2021 Energy Policy: Supporting Low-Carbon Transition in Asia and the Pacific (as Amended in November 2025). https://www.adb.org/documents/2021-energy-policy-amended-november-2025

издержек. Причем чем больше встроенных выбросов ПГ связано с продукцией, тем выше транзакционные издержки экспортеров.

С другой стороны, поскольку CBAM вводится в связи с уменьшением доли бесплатно распределяемых разрешений на выбросы ПГ в ЕСТВ, общий уровень рыночных цен на соответствующие товары в ЕС, очевидно, вырастет. Поэтому значение для импортеров будет иметь не сама по себе величина связанных с CBAM транзакционных издержек, а то, как они соотносятся с общей динамикой рыночных цен на соответствующую продукцию. Если цены на рынке вырастут не так сильно, как издержки импортера, он либо откажется от продукции, либо потребует у поставщика скидку. Если наоборот, импортер будет рад приобрести у поставщика такой товар и, возможно, предложит поставщику надбавку к цене, чтобы закрепить за собой эксклюзивное или преимущественное право закупать этот товар для европейского рынка.

Соответственно, с переходом механизма CBAM в рабочий режим с 1 января 2026 года он стал для российских экспортёров чугуна, стали, алюминия, удобрений, цемента, водорода и электроэнергии одним из значимых факторов конкурентоспособности, причем не только на рынке ЕС, но также и на рынках других стран, поставляющих в ЕС подпадающую под действие CBAM углеродоемкую продукцию.

При этом более или менее очевидно, что табличные, справочные значения встроенных выбросов ПГ, связанных с производством продукции, которые импортер применяет по умолчанию при подготовке деклараций о встроенных выбросах ПГ, не дают зарубежному поставщику конкурентных преимуществ, а, наоборот, почти гарантированно ухудшают его конкурентное положение по сравнению с европейскими производителями, поскольку рассчитываются эти значения по наименее эффективным установкам (производственным мощностям), действующим (находящимся в эксплуатации) на территории ЕС. Поэтому поставщикам выгодно представлять импортерам объективную, проверенную информацию о фактическую встроенных выбросах ПГ, полученную (рассчитанную) с использованием методик, утвержденных в ЕС. Однако может быть и так, что продукция конкретного поставщика характеризуются более высокими встроенными выбросами ПГ, чем указано в справочнике CBAM. В этом случае выгоднее не сообщать фактические данные, чтобы не увеличивать транзакционные издержки импортера.

Несмотря на снижение торгового оборота России со странами ЕС в условиях санкций, механизм CBAM несет для российского бизнеса определенные угрозы. Так, по оценкам Министерства финансов РФ, под действие CBAM подпадет экспортируемая из России продукция на сумму примерно 700 млрд руб. в год (5,7% от экспорта в Европу и 2,4% от общей величины экспорта России)[22].

При этом основные риски от внедрения CBAM для российских компаний-экспортеров связаны не столько с увеличением финансовой нагрузки, сколько с изменением характера конкуренции на европейском рынке. По мере сокращения доли бесплатных разрешений на выбросы в ЕСТВ конкуренция между производителями продукции будет определяться не только стоимостью сырья, энергии, рабочей силы и транспортировки, но и удельными выбросами ПГ по всей цепочке производства продукции, включая используемую энергию из сети[23]. К 2034-2035 гг. показатель углеродоемкости продукции (удельных встроенных выбросов ПГ на единицу продукции) превратится из технического параметра в ключевой фактор

[22] Министерство финансов РФ (2021) Основные направления бюджетной, налоговой и таможенно-тарифной политики на 2022 год и плановый период 2023 и 2024 годов.

[23] Maliszewska, M., Fischer, C., Jung, E., & Chepeliev, M. (2025). Reproducibility package for Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) Exposure Indices – Methodological Note. World Bank. https://doi.org/10.60572/WS73-Z418

конкурентоспособности российских компаний на рынке ЕС. Причем не только относительно местных европейских производителей, но и относительно конкурентов из третьих стран.

Впрочем, одними только странами ЕС дело не ограничивается. Вскоре после объявления о введении в ЕС механизма CBAM другие развитые страны, такие как Канада, Австралия, США, тоже стали рассматривать возможность внедрения аналогичных корректирующих мер, а Великобритания уже приняли решение об их реализации[24]. (см. Таблицу 6.1).

Таблица 6.1 Страны, рассматривающие возможность введения пограничного корректирующего углеродного механизма

Страна/ юрисдикция	Текущий статус	Отраслевой охват	Основные особенности
Европейский союз	Введен в действие в 2026 году	цемент, черная металлургия, алюминий, удобрения, электроэнергетика, водород	Постепенное сокращение доли бесплатных разрешений с 2,5% в 2026 году до 100% в 2034 году. Планируется расширение списка отраслей за счет включения продукции более высоких переделов
Великобритания	Запланирован ввод в действие с 1 января 2027 году	алюминий, цемент, черная металлургия, удобрения, водород	Великобритания завершила разработку параметров механизма UK CBAM, включая установление пороговых значения выбросов для каждого сектора[25]. Ведутся переговоры с ЕС о связывании систем торговли выбросами и взаимном исключении действия CBAM
Канада	Рассматривается возможность введения	Наиболее энергоемкие сектора	Канада рассматривает возможность введения собственного механизма CBAM с 2021, но пока решение не принято[26]
США	США готовят аналитическую базу для введения механизма, однако его скорого запуска не ожидается	Наиболее энергоемкие сектора (алюминий, цемент, черная металлургия, удобрения, водород)	Подготовлено несколько законопроектов (Clean Competition Act 2023, PROVE IT Act 2024) предлагающих введение механизма трансграничного углеродного регулирования и рекомендации по расчету углеродоемкости продукции[27]

[24] Clausing K. A., Elkerbout M., Nehrkorn K.,Wolfram C. (2024) How Carbon Border Adjustments Might Drive Global Climate Policy Momentum (Resources for the Future). https://www.rff.org/publications/reports/how-carbon-border-adjustments-might-drive-global-climate-policy-momentum/

[25] Burnett N., Dillon A., Hewitt T., Jozepa I. (2024) Carbon Border Adjustment Mechanism. Research Briefing. House of Commons Library. Available at: https://researchbriefings.files.parliament.uk/documents/CBP-9935/CBP-9935.pdf

[26] Department of Finance Canada. "Exploring Border Carbon Adjustments for Canada." Government of Canada, 5 Aug. 2021, https://www.canada.ca/en/department-finance/programs/consultations/2021/border-carbon-adjustments/exploring-border-carbon-adjustments-canada.html.

[27] Border Carbon Adjustments: Policy Considerations, Legislation, and Developments in the European Union." Congress.gov, Library of Congress, 22 September 2026, https://www.congress.gov/crs-product/R48247.

Страна/ юрисдикция	Текущий статус	Отраслевой охват	Основные особенности
Австралия	Рассматривается возможность введения	Цемент и клинкер	Правительством страны проведена оценка целесообразности внедрения механизма трансграничного углеродного регулирования в качестве дополнения к системе Safeguard Mechanism[28]

Основная цель введения пограничного корректирующего углеродного механизма – защита местной промышленности от конкуренции со стороны импортеров из стран с более низкими ценами на выбросы парниковых газов. Например, в Великобритании механизм UK CBAM направлен на то, чтобы на импортируемые товары распространялась плата за выбросы парниковых газов, сопоставимая с той, которую британские производители уплачивают в рамках национальной системы торговли квотами на выбросы (UK ETS)[29]. В Австралии основная мотивация внедрения пограничного корректирующего углеродного механизма в качестве дополнения к действующей политике по сокращению выбросов парниковых газов на крупнейших промышленных предприятиях Safeguard Mechanism – предотвращение рисков «утечки углерода», то есть переноса производств углеродоемкой продукции в страны с более мягким регулированием выбросов парниковых газов[30].

Таким образом, пограничный корректирующий углеродный механизм рассматривается не только как инструмент климатической политики, но и как важный элемент промышленной и протекционистской политики развитых стран.

Тот факт, что сразу несколько развитых стран рассматривают возможность введения пограничного углеродного регулирования и разрабатывают соответствующее законодательство, свидетельствует о том, что этот инструмент становится структурным элементом мировой торговли, а не просто европейским экспериментом. Введение пограничного углеродного регулирования создает существенные риски для таких развивающихся стран, как Индия, Россия, Турция и Бразилия, в то время как развитые экономики с эффективно функционирующими системами ценообразования на углерод, выиграют за счет относительного повышения конкурентоспособности своей промышленности[31].

Не исключено, что дальнейшее распространение пограничного углеродного регулирования в среднесрочном периоде приведет к сегментации мировой торговли по углеродной составляющей[32]. Компании экспортеры будут вынуждены выстраивать процессы производства, сертификации углеродного следа продукции с учетом требований различных рынков. Это может привести к сосуществованию двух типов цепочек поставок: «зеленой» с сертификатами углеродного следа, ориентированной на ЕС, Великобританию и другие рынки

[28] Carbon Leakage Review: Final report. Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water. February 2025 https://www.dcceew.gov.au/sites/default/files/documents/carbon-leakage-review-final-report.pdf
[29] Burnett N., Dillon A., Hewitt T., Jozepa I. (2024) Carbon Border Adjustment Mechanism. Research Briefing. House of Commons Library. Available at: https://researchbriefings.files.parliament.uk/documents/CBP-9935/CBP-9935.pdf
[30] Carbon Leakage Review: Final report. Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water. February 2025 https://www.dcceew.gov.au/sites/default/files/documents/carbon-leakage-review-final-report.pdf
[31] Li M. et al. The impacts of Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) on international trade and policy responses: From an economic and environmental equity perspective //Energy Policy. – 2026. – Т. 210. – С. 115014.. DOI: 10.1016/j.enpol.2025.115014
[32] Dechezleprêtre A., Haramboure A., Kögel C., Lalanne G., Yamano N. Carbon Border Adjustments: The potential effects of the EU CBAM along the supply chain [Электронный ресурс] // OECD Science, Technology and Industry Working Papers. 2025. No. 2025/02. Paris : OECD Publishing.

с углеродным регулированием, и «серой», для продукции с неверифицированными данными об углеродном следе, ориентированной на рынки, где отсутствуют сопоставимые меры углеродного регулирования.

Дополнительный импульс данным процессам придают соглашения о взаимном признании, когда после ввода собственных механизмов углеродного регулирования, страны признают системы ценообразования на углерод в странах ключевых торговых партнерах, а также согласовывают процедуры верификации данных об углеродном следе продукции, что позволяет осуществлять торговлю друг с другом без применения трансграничных углеродных корректировок. ЕС и Великобритания уже обсуждают возможность связывания своих систем торговли квотами на выбросы парниковых газов и снижения издержек для бизнеса от введения CBAM[33].

Таким образом, регулирование выбросов парниковых газов становится фактором, определяющим конкурентные преимущества и возможность поставок продукции на маржинальные рынки. Отсутствие в России системы углеродной сертификации продукции представляет для российских экспортеров дополнительный риск роста издержек или выпадения из глобальных цепочек поставок. В России пока отсуствует национальная система углеродной сертификации продукции, что представляет для российских экспортеров дополнительный риск роста издержек или выпадения из глобальных цепочек поставок, Одновременно с этим, развиваются отдельные корпоративные практики предоставления сертификатов о выбросах ПГ на всех этапах жизненного цикла покупателям, например, у СПГ производителей (НОВАТЭК). При этом, уход зарубежных верификаторов с российского рынка осложняет получение верифицированных заключений об углеродном следе (Новатэк, 2025).

Проведенный анализ исследований, посвященных оценке последствий введения CBAM для российской экономики и отдельных отраслей, показал, что до введения санкций Россия входила в число наиболее уязвимых стран, так как на долю продукции, подпадающей под действие CBAM в ЕС, приходилось около 6% российского экспорта в ЕС. Оценки масштаба потерь российских экспортеров в работах зарубежных авторов разнятся от 0,2 млрд долл. до 5 млрд долл. в год в зависимости от используемой методологии исследований (См. Приложение 1). Однако, большая часть российских и зарубежных исследователей используют статичные модели, не рассматривают возможности снижения углеродоемкости продукции российских компаний в среднесрочной и долгосрочной перспективе. Кроме того, как правило, при оценке конкурентоспособности российских экспортеров на европейском рынке отсутствует сравнительный анализ углеродного следа продукции российских экспортеров с поставщиками из других стран в самом ЕС и за его пределами.

6.1.2 Система углеродного регулирования в Китае

Китай развивает национальную систему учета углеродного следа продукции, ориентированную на использование первичных данных о выбросах. В этих условиях способность российских поставщиков формировать сопоставимые и верифицируемые данные становится важным условием сохранения конкурентных позиций в переориентированных цепочках поставок.

Последние несколько лет Китай работает над созданием собственной системы управления углеродным следом продукции для укрепления конкурентоспособности своей

[33] International Carbon Action Partnership (2025) EU and UK commit to linking emissions trading systems in landmark cooperation agreement, May 22, 2025 https://icapcarbonaction.com/en/news/eu-and-uk-commit-linking-emissions-trading-systems-landmark-cooperation-agreement

промышленности. Одним из важнейших пунктов достижения этой цели является совершенствование механизмов регулирования национальной системы торговли квотами на выбросы парниковых газов. Национальная система торговли выбросами Китая начала работу в 2021 году и первоначально охватывала выбросы CO2 в электроэнергетике. В ноябре 2024 года Министерство экологии и окружающей среды анонсировало расширение сферы охвата за счет включения в систему регулирования наиболее углеродоемких отраслей промышленности – черной металлургии (производство чугуна и стали), цветной металлургии (производство алюминия) и цементной промышленности[34]. Система торговли выбросами Китая распространяется примерно на 3 тыс. компаний и покрывает порядка 60% выбросов парниковых газов страны[35].

В отличие от европейской системы торговли, квоты на выбросы парниковых газов в Китае распределяются безвозмездно, если удельные выбросы не превышаю установленных в зависимости от объема и способа производства бенчмарков. Потолок выбросов устанавливается «снизу вверх» – сначала на уровне провинций в привязке к данным о производстве энергии и выпуске продукции, после чего агрегируется на уровне страны[36]. В перспективе правительство КНР планирует постепенно отказаться от бесплатных квот и перейти к установлению абсолютного потолка выбросов по принципу «сверху вниз» – исходя из национальных целей. В 2025 году средняя цена на тонну CO2 в национальной китайской системе торговли выбросами составила в эквиваленте 9,85 долл США за тонну CO2-экв[37].

С 2024 года в Китае формируется национальная система учета и регулирования углеродного следа продукции. Китай одновременно развивает сразу две системы: систему мониторинга, отчетности и верификации (MRV) для проверки фактических выбросов на уровне предприятий и систему учета углеродного следа продукции (PCF), которая использует данные на уровне предприятия в качестве одного из входных параметров для расчёта углеродного следа каждого конкретного продукта на всех этапах его жизненного цикла: от добычи сырья и производства до транспортировки, использования и утилизации[38]. Предполагается разработка стандартов и правил по расчету углеродного следа примерно для 100 основных продуктов к 2027 г. и 200 – к 2030 г[39].

Введение CBAM, безусловно, ускорило создание внутренней инфраструктуры мониторинга, отчетности и оценки выбросов углерода в Китае. Однако основной импульс исходит изнутри страны: переход к установлению абсолютного потолка выбросов требует достоверных данных на уровне конкретного продукта, независимо от требований, предъявляемых в ЕС к китайским экспортерам.

Создание контролируемой государством национальной интегрированной системы управления данными о выбросах углерода, единой базы данных коэффициентов выбросов парниковых газов и региональной сети лабораторий по измерению выбросов углерода являются целями пятнадцатой пятилетки[40]. Создаваемая в Китае система расчета углеродного следа позволит регуляторам получать информацию об углеродном следе сотен видов продукции в ключевых

[34] China National ETS. (https://icapcarbonaction.com/en/ets/china-national-ets)
[35] China National ETS. (https://icapcarbonaction.com/en/ets/china-national-ets)
[36] Давыдова А.Ю., Макаров И.А., Смоловик Е.В. Последствия введения пограничного углеродного регулирования в Китае для российской экономики: анализ на основе GTAP-моделей. Экономический журнал ВШЭ. 2025; 29(3): 462–493. DOI: 10.17323/1813-8691-2025-29-3-462-493
[37] China National ETS. (https://icapcarbonaction.com/en/ets/china-national-ets)
[38] European Institute for Asian Studies (2026) CBAM: Barrier or Bridge for EU-China Trade? Policy Brief, July 28, 2026.
[39] China plans new carbon measurement standards to boost climate efforts. Reuters, June 5 2024
[40] 中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要(Основные положения 15-го пятилетнего плана социально-экономического развития КНР) http://www.npc.gov.cn/npc/c2/c30834/202603/t20260316_453274.html

секторах экономики, устанавливать целевые показатели выбросов и распределять квоты. Основная идея выстраивания комплексной системы расчета углеродного следа продукции – это обеспечение суверенитета данных, когда вся цепочка от методики расчета углеродного следа до верификации выбросов находится под контролем местных регуляторов.

В эпоху распространения пограничного углеродного регулирования в мире контроль над данными становится стратегически важным элементом управления цепочками поставок высокотехнологичной «зеленой» продукции. Учитывая доминирующие позиции Китая на рынке электромобилей и солнечных панелей, в рамках запущенной в 2025 году пилотной программы по маркировке и сертификации углеродного следа, литий ионные аккумуляторы и компоненты солнечных электростанций вошли в число первых 17 видов продукции[41].

С одной стороны, создаваемая в Китае система расчета углеродного следа формально ориентирована на внутренний рынок. С другой стороны, учитывая то, что на долю Китая приходится около 30% мирового объема промышленного производства и около 15% экспорта, ввод в действие данной системы будет иметь серьезные последствия для международной торговли. Фактически, если основные виды производимой внутри страны продукции в ключевых секторах экономики будут иметь сертификацию углеродного следа, Китай получит мощный рычаг давления на экспортеров – в том числе из России – принуждая их следовать китайским правилам (следовательно, и использовать китайские технологии и производственное оборудование) под угрозой потери доступа к крупнейшей в мире производственной экосистеме.

Безусловно, Китай будет стремиться к международному признанию своих стандартов расчета углеродного следа, что позволит не только защитить внутренний рынок от конкуренции со стороны импортеров из стран с более мягкими условиями углеродного регулирования, но и усилит позиции китайских компаний на внешних рынках.

Для российского бизнеса ключевые риски при поставках продукции в Китай сегодня связаны не столько с прямыми финансовыми издержками, сколько с техническими барьерами. В частности, следует учитывать, что в Китае взят курс на использования первичных данных при расчетах углеродного следа продукции по цепочке поставок – то есть, не усреднённых справочных значений, а информации, которая непосредственно собрана на местах. Отсутствие у российских компаний подтвержденных данных о выбросах будет вести к росту издержек или риску выпадения из цепочек поставок.

6.1.3 Система углеродного регулирования в Индии

Индия, как и другие страны Азии, внедряет требования к данным о выбросах ПГ: введение значительной платы за углерод в среднесрочной перспективе маловероятно, однако без сопоставимых данных об углеродном следе продукции российские компании рискуют постепенно терять конкурентные преимущества на индийском рынке.

В 2021 году Индия объявила о своей цели достичь углеродной нейтральности к 2070 году. В 2023 году была запущена национальная система торговли выбросами (*Carbon Credit Trading Scheme, CCTS*)[42]. К 2025 году нормативно-правовая база CCTS была в основном создана, и правительство перешло к практическому внедрению схемы. Планируется, что со временем она постепенно заменит программу торговли сертификатами энергоэффективности PAT (от

[41] The Seconded European Standardization Expert for China (2026) China Carbon Footprint standardization and certification, May 2026. https://sesec.eu/wp-content/uploads/2026/05/SESEC-VI-Annex-4-CN-CF-Standardization-as-of-March-2026.pdf

[42] Indian Carbon Credit Trading Scheme. (https://icapcarbonaction.com/en/ets/indian-carbon-credit-trading-scheme)

английского «*Perform, Achieve, and Trade*»), которая была запущена еще в 2012 году и распространяется сегодня более чем на 1000 предприятий в 13 энергоемких секторах[43].

На сегодняшний день индийская национальная система торговли выбросами ПГ охватывает 490 предприятий в 7 секторах, включая производство алюминия, цемента, хлор-щелочной, целлюлозно-бумажной и текстильной продукции, а также нефтехимию, нефтепереработку. Ожидается, что торговля разрешениями на выбросы начнется в октябре 2026 года[44]. Ввод в действие этой системы привел к изменению стимулов: если раньше в системе PAT компании получали сертификаты при снижении удельных показателей энергопотребления, то в CCTS квотирование происходит на основе интенсивности выбросов ПГ на единицу продукции[45].

Помимо обязательного рынка квот (разрешений) на выбросы ПГ, в Индии действует добровольный углеродный рынок, который позволяет организациям в различных секторах, не подпадающих под обязательное регулирование, регистрировать проекты по сокращению, поглощению или предотвращению выбросов ПГ, получать на свой счет углеродные единицы по результатам реализации проектов и продавать их регулируемым предприятиям. Данный механизм призван стимулировать сокращение выбросов ПГ в секторах, не охваченных регулируемым рынком, и позволяет повысить ликвидность углеродного рынка страны.

Таким образом, правительство Индии стремится к формированию системы ценообразования на выбросы углерода внутри страны, которая позволит индийским компаниям подтвердить углеродный след продукции, избежать применения дефолтных значений и не потерять свои позиции на внешних рынках.

Несмотря на то, что создаваемая в Индии система углеродного регулирования направлена на местные компании, есть вероятность, что требования по расчету и верификации углеродного следа продукции будут распространяться и на торговых партнеров. В среднесрочной перспективе вероятность введения значительной платы за углерод в Индии оценивается как низкая, поскольку правительство страны продолжит балансировать между двумя объективно противоречивыми задачами. С одной стороны, критически важной является поддержка экспортёров в контексте введения механизмов пограничного углеродного регулирования со стороны ключевых торговых партнёрах, а также сохранение платы за выбросы в бюджете страны. С другой стороны, в высшем приоритете у руководства страны остаются поддержание конкурентоспособности национального бизнеса, обеспечение устойчивых темпов развития экономики и борьба с бедностью[46].

По мере развития системы углеродного регулирования в Индии местные компании будут находиться под давлением регуляторов не только по вопросам сокращения углеродоемкости продукции, но и предоставления отчетности по выбросам ПГ. С высокой вероятностью эти стандарты отчётности будут рано или позже распространены и на российских экспортёров, поставляющих продукцию в Индию. В условиях отсутствия или неполноты данных об углеродном следе поставляемой продукции, российские компании могут столкнуться с рисками сокращения прибыльности поставок, снижения конкурентоспособности и потери доли рынка из-за смещения спроса в сторону поставщиков с низким углеродным следом.

Таким образом, основные риски для российских компаний связаны не столько с введением значительной платы за углерод, сколько с постепенной потерей конкурентных преимуществ

[43] Indian Carbon Credit Trading Scheme. (https://icapcarbonaction.com/en/ets/indian-carbon-credit-trading-scheme)
[44] India to Launch First Carbon Trading Programme by October 2026, Outlook Publishing India, 25 February 2026
[45] Selvaraju S. (2025). What does the Carbon Credit Trading Scheme mean for the Indian steel sector? LSE Research Online Documents on Economics 130523, London School of Economics and Political Science, August 2025.
[46] Синицын М.В. Развитие рынков углерода в Индии. – ЭКО. 2025. № 1 (66). С. 45-54. DOI 10.30680/ECO0131-7652-2025-1-45-54.

на индийском рынке вследствие косвенного воздействия распространяющихся механизмов углеродного регулирования.

6.2 Корпоративная отчетность по парниковым газам в Российской Федерации: эволюция, текущее состояние и перспективы развития

Обязательная и добровольная отчетность по ПГ на уровне предприятий (компаний). Основные законодательные требования и стандарты. Международные сравнения. Роль бизнес-объединений в развитии национальной системы корпоративной отчетности по ПГ (инициатива Совета рынка по определению сетевых коэффициентов выбросов ПГ для э/энергии).

Верификация сведений о выбросах ПГ.

Возможности и перспективы гармонизации углеродного учета и отчетности на уровне компаний в рамках ЕАЭС, БРИКС, ООН.

Раскрытие сведений о выбросах ПГ и мерах по их снижению, гринвошинг и борьба с ним (ассоциация по предотвращению)

6.2.1 Оценка выбросов ПГ российскими генерирующими компаниями от тепловых электростанций и котельных

Крупные генерирующие компании раскрывают выбросы ПГ по Охватам 1 и 2, а отдельные из них – и по Охвату 3 (добыча, обработка и транспортировка топлива), однако рассчитывают удельные показатели по разным методикам (на выработку или отпуск энергии, с разными методами распределения топлива между электро- и теплоэнергией), поэтому прямое сопоставление компаний между собой и с зарубежными бенчмарками пока некорректно.

У крупных российских генерирующих компаний имеется опыт оценки выбросов ПГ. Начиная с 2019 года, в отчеты по устойчивому развитию большинства российских генерирующих компаний и холдингов, включается раздел «Выбросы парниковых газов» с Приложением к этому разделу. В этом разделе представлены данные о валовых выбросах ПГ и удельные показатели выбросов ПГ за прошедших 3 года, даются ссылки на методики и нормативные документы, по которым осуществляется расчет показателей, приводятся целевые показатели сокращения выбросов ПГ на краткосрочную (1-2 года) и среднесрочную (7-10 лет) перспективы.

Как правило, выбросы ПГ российских генерирующих компаний оцениваются по следующим составляющим:

1. Охват 1. Прямые выбросы парниковых газов (выбросы CO_2 от стационарного сжигания основного и резервного топлива тепловыми электростанциями и котельными). Исходными данными для расчета прямых выбросов ПГ являются показатели, характеризующие производственно-технологические процессы (расход основного и резервного топлива, отпуск электрической и тепловой энергии).
2. Охват 2. Косвенные выбросы парниковых газов (выбросы ПГ, выраженные в CO_2-экв) от производства электроэнергии, закупаемой из внешних электрических сетей). Исходными данными для расчета косвенных выбросов ПГ являются сведения об объемах электроэнергии, закупаемой генерирующими компаниями из внешних электрических сетей.

3. Отдельные российские генерирующие компании (например, ПАО «ЭЛ5-Энерго») при оценке выбросов парниковых газов учитывают косвенные выбросы, возникающие при добыче, обработке и транспортировке топлива к собственным источникам энергоснабжения (Охват 3).

Большинство российских ТЭС являются теплоэлектроцентралями (ТЭЦ), то есть тепловыми электростанциями, которые производят два вида энергетической продукции: электроэнергию и тепловую энергию. С учетом этого удельные выбросы ПГ от ТЭЦ (углеродоемкость продукции) должны определяться:

- отдельно на каждый вид генерируемой энергии: электроэнергию (на 1 кВт·ч) и тепловую энергию (на 1 Гкал) или
- на общий отпуск (производство) электрической энергии и тепловой энергии, приведенному в эквиваленте электроэнергии.

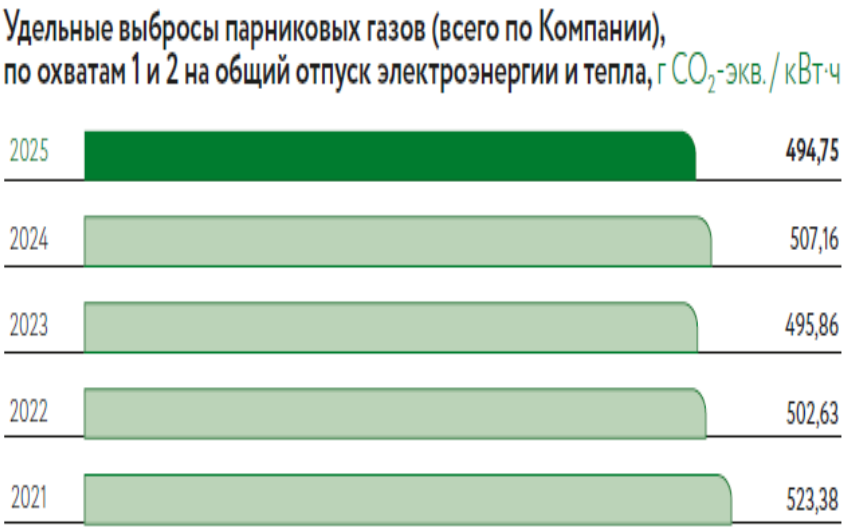
По отдельности удельные выбросы ПГ на каждый вид энергетической продукции (электроэнергия, тепловая энергия) приводятся в Отчетах по устойчивому развитию Группы «Т Плюс» и Группы «РусГидро».

Группа «Т Плюс»	**Ед. изм**	**2023 год**	**2024 год**
Удельные выбросы ПГ на единицу произведенной энергии (Охват 1 и 2), в том числе:	г$CO_{2ЭКВ}$/кВт·ч	278	284
Удельные прямые выбросы ПГ на единицу произведенной энергии	г$CO_{2ЭКВ}$/кВт·ч	276	282
Удельные прямые выбросы ПГ на единицу произведенной электроэнергии	г$CO_{2ЭКВ}$/кВт·ч	390	416
Удельные прямые выбросы ПГ на единицу произведенной тепловой энергии	кг$CO_{2ЭКВ}$/Гкал	253	249
Группа «РусГидро»			
Удельные выбросы ПГ на единицу выработанной электроэнергии	тонн $CO_{2ЭКВ}$/млн кВт·ч	738	768
Удельные выбросы ПГ на единицу отпуска тепловой энергии	тонн $CO_{2ЭКВ}$/тыс Гкал	352	340,6

Удельные выбросы парниковых газов на общий отпуск электроэнергии и тепловой энергии представлены в Отчетах по устойчивому развитию ПАО «ЭЛ5-Энерго». При этом в отпуск электроэнергии включается электрическая энергия от возобновляемых источников энергии - Азовской и Кольской ВЭС (рис. 6.4).

Рисунок 6.1 Удельные выбросы ПГ по Охватам 1 и 2 на общий отпуск электроэнергии и тепловой энергии (ПАО «ЭЛ5-Энерго»)

Показатель удельных выбросов ПГ рассчитывается в отношении суммы выбросов ПГ охватов 1 и 2, к общему отпуску электрической и тепловой энергии в эквиваленте электроэнергии, включая отпуск электроэнергии от альтернативных источников энергии Азовской и Кольской ВЭС, а также в отношении выбросов ПГ охватов 1 и 2 к общей выручке Компании.



Источник: Отчет по Устойчивому развитию ПАО «ЭЛ5-Энерго» за 2025 год.

Помимо этого, удельные выбросы парниковых газов на общее производство электрической и тепловой энергии в эквиваленте электроэнергии рассчитывается такими крупными российскими генерирующими как:

- ПАО «Мосэнерго».

Для этой генерирующей компании удельные выбросы ПГ рассчитываются на общее производство (выработку) электроэнергии и тепловой энергии.[47]

В Отчетах по устойчивому развитию ПАО «Мосэнерго» приводятся значения удельных выбросов ПГ по Охвату 1.

- ПАО «ТГК-1».

Для этой генерирующей компании удельные выбросы ПГ определяются на общее производство энергии (электроэнергия, тепловая энергия).

В Отчетах по устойчивому развитию ПАО «ТГК-1» представлены значения удельных выбросов ПГ по Охвату 1.

- Группа «Т Плюс».

Для этой генерирующей компании удельные выбросы ПГ вычисляются на общее производство энергетической продукции объектами генерации электроэнергии и тепловой энергии.

В Отчетах по устойчивому развитию Группы «Т Плюс» представлены значения удельных выбросов ПГ по Охватам 1+2.

[47] Отчетах по Устойчивому развитию ПАО «Мосэнерго» этот показатель называется «интенсивность выбросов приведенной выработки».

Также Группа «Т Плюс» в Отчетах по устойчивому развитию приводит значения удельных прямых выбросов парниковых газов на 1 кВт·ч произведенной электроэнергии по Охвату 1 (2023 г. – 390 г$CO_{2экв}$/кВт·ч; 2024 г. – 416 г$CO_{2экв}$/кВт·ч).

- Группа «Интер РАО».

Для этой генерирующей компании удельные выбросы ПГ вычисляются на общее производство энергии (электроэнергия и тепловая энергия).

В Отчетах по устойчивому развитию Группы «Интер РАО» представлены значения удельных выбросов ПГ по Охвату 1.

Для 7 крупных российских генерирующих компаний, ключевые показатели по выбросам парниковых газов из данных ежегодных Отчетов по устойчивому развитию представлены в табл. 6.6 и на рис. 6.2.

Таблица 6.2 Выбросы ПГ российскими генерирующими компаниями

Наименование генерирующей компании	Выбросы ПГ, млн т$CO_{2экв}$		Удельные выбросы ПГ, г$CO_{2экв}$/кВт·ч	
	2023 год	2024 год	2023 год	2024 год
ПАО «Мосэнерго»	41,7	43,6	265*	268*
ПАО «ТГК-1»	12,2	12,4	205*	208*
Группа «Т Плюс»	45,7	48,7	278*	284*
Группа «Интер РАО»	75,6	78,1	437*	434*
Группа «РусГидро»	32,1	38,5	738***	768***
ПАО «Юнипро»	31,7	31,6	585****	580****
ПАО «ЭЛ5-Энерго»	11,5	12,5	496**	507**

Примечания:

* - удельные выбросы ПГ рассчитываются в отношении общего производства (выработки) электрической энергии и тепловой энергии в эквиваленте электроэнергии (кВт·ч);
** - удельные выбросы ПГ рассчитываются в отношении общего отпуска электрической энергии и тепловой энергии в эквиваленте электроэнергии (кВт·ч);
***- удельные выбросы ПГ определены в отношении производства (выработки) электрической энергии;
*****- удельные прямые выбросы ПГ оценены в отношении отпуска электрической энергии (Охват 1). При этом выбросы ПГ, связанные с производством тепловой энергии отдельно от общего объема выбросов парниковых газов не выделяются.

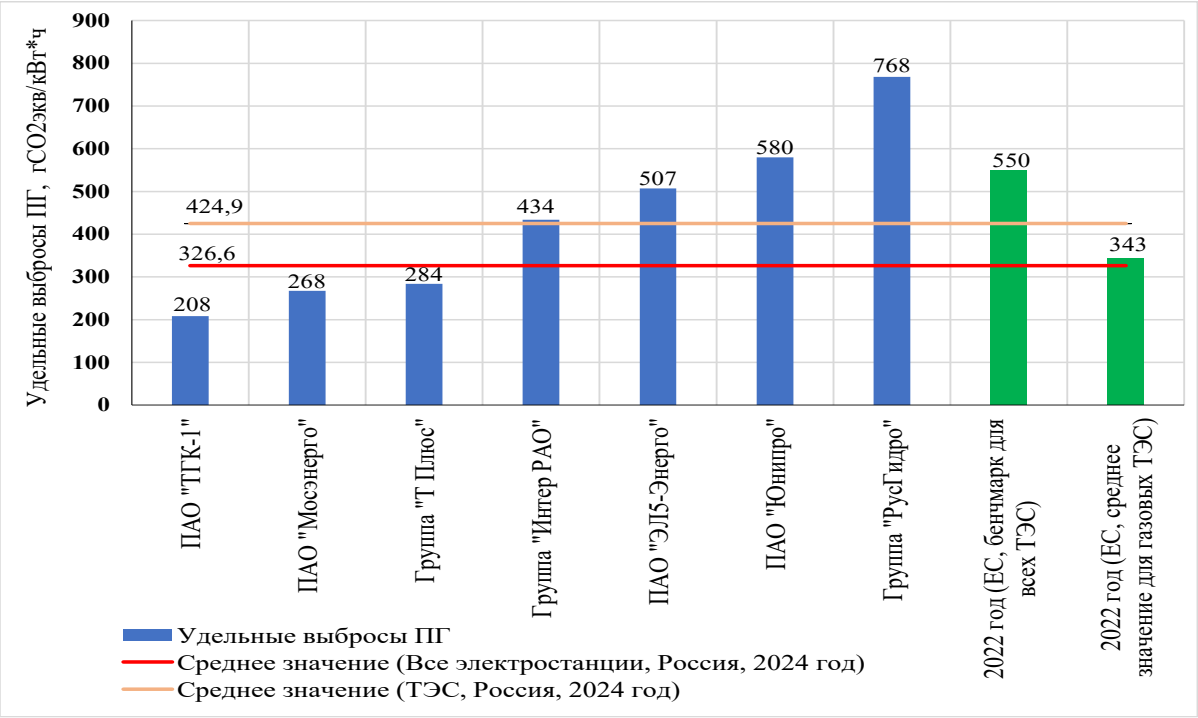
Источник: Отчеты по устойчивому развитию российских генерирующих компаний

Таким образом, в четырех из 7 рассматриваемых крупных российских генерирующих компаний углеродоемкость энергетической продукции оценивается по удельным выбросам парниковых газов на общий объем производимой энергии (электроэнергия и тепловая энергия).

В одной компании (ЭЛ5-Энерго) определяется углеродоемкость энергетической продукции по удельным выбросам парниковых газов только на общий отпуск электроэнергии и тепловой энергии, без учета расхода энергии на собственные нужды. При этом, отпуск электроэнергии от возобновляемых источников энергии (Азовская и Кольская ВЭС) включается в расчет удельных выбросов ПГ.

В компаниях Группа «РусГидро», ПАО «Юнипро» и Группа «Т Плюс» рассчитываются удельные выбросы парниковых газов на 1 кВт·ч электрической энергии. Вместе с тем, для Группы «РусГидро» и Группы «Т Плюс» расчет проводится по отношению к производству (выработке) электроэнергии, а в ПАО «Юнипро» - к отпуску электроэнергии.

Рисунок 6.2 Удельные выбросы ПГ российскими генерирующими компаниями



Источник: Отчеты по устойчивому развитию российских генерирующих компаний

По данным таблицы 6.1 и рисунка 6.2 можно сделать следующие выводы:

- Разброс значений удельных выбросов ПГ для рассматриваемых 7 крупных российских генерирующих компаний составил от 208 до 768 г$CO_{2эКВ}$/кВт·ч (максимальное значение больше минимального в 3,7 раз).

Однако, такое прямое сравнение максимального и минимального значений удельных выбросов парниковых газов изначально является некорректным. Так как:

  - минимальное значение соответствует удельным выбросам ПГ на общее производство электроэнергии и тепловой энергии; максимальное значение - это удельные выбросы ПГ только на производство электроэнергии;
  - минимальное значение удельных выбросов ПГ было у компании ПАО «ТГК-1» (доля использования угля – 4,6%, доля использования природного газа - 90,6%); максимальное значение у компании Группа «РусГидро» (доля использования угля – 60%, доля использования природного газа - 37%).

- Минимальные значения удельных выбросов ПГ (Охваты 1 и 2) на 1 кВт·ч общего производства энергии (электроэнергия и тепловая энергия) были у следующих компаний:
  - ПАО «ТГК-1»: 208 г$CO_{2эКВ}$/кВт·ч (доля использования природного газа – 90,6%);
  - ПАО «Мосэнерго»: 268 г$CO_{2эКВ}$/кВт·ч (доля использования природного газа – 99%).
- Максимальные значения удельных выбросов ПГ на 1 кВт·ч электроэнергии были у следующих компаний:
  - ПАО «Юнипро»: 580 гCO_2/кВт·ч (на отпуск электроэнергии).
  - Группа «РусГидро»: 768 г$CO_{2эКВ}$/кВт·ч (на производство электроэнергии).

- Среднее значение удельных выбросов ПГ по электростанциям России (326,6 г$CO_{2ЭКВ}$/кВт·ч) близко к величине среднему значению ЕС для газовых ТЭС за 2022 год (343 г$CO_{2ЭКВ}$/кВ·ч).

- Среднее значение удельных выбросов парниковых газов по тепловым электростанциям России (424,9 г$CO_{2ЭКВ}$/кВт·ч) практически соответствует показателю удельных выбросов ПГ на общее производство электроэнергии и тепловой энергии Группы «Интер РАО» (434 г$CO_{2ЭКВ}$/кВ·ч).

При этом, по укрупненным показателям удельных выбросов парниковых газов, которые приведены в таблице 6.1 и на рисунке 6.2 некорректно сопоставлять российские генерирующие компании по величине углеродоемкости энергетической продукции, а также сравнивать удельные выбросы ПГ с эталонными показателями (бенчмарками) для зарубежных ТЭС. Так как, эти укрупненные показатели удельных выбросов ПГ российских генерирующих компаний существенно различаются как по методикам расчета, так и не учитывают долю использования углеродоемких видов топлива при производстве энергетической продукции (электроэнергия, тепловая энергия).

Таким образом, для проведения бенчмаркинга тепловых электростанций России по показателям удельных выбросов парниковых газов при производстве энергетической продукции необходимо:

1. Сформировать типологию ТЭС. Иными словами, для корректного сравнения целесообразно правильно классифицировать и с группировать различные виды тепловых электростанций по общим критериям. В первую очередь, по виду используемого топлива (природный газ, уголь, мазут, биомасса и т.д.). То есть, должен быть принят точный критерий, согласно которому ТЭС объективно можно отнести к группе или газовых электростанций, или угольных электростанций, или мазутных электростанций, или прочих электростанций. Соответственно, **оценивать эффективность ТЭС по показателям удельных выбросов ПГ целесообразно только в границах каждой группы.**

2. Для корректного сравнения ТЭС необходимо определиться будут ли показатели удельных выбросов парниковых газов рассчитываться применительно только к отпуску электроэнергии и тепловой энергии. А показатели энергоэффективности, которые учитывают расходы электроэнергии и тепловой энергии на собственные нужды тепловой электростанции просто не будут приниматься во внимание.

Или при проведении сопоставления ТЭС, удельные выбросы ПГ будут определяться именно на производство (выработку) электроэнергии и тепловой энергии. При этом, такие показатели как «доля расхода электроэнергии на собственные нужды» и «доля расхода тепловой энергии на собственные нужды» будут учтены при проведении сравнения тепловых электростанций.

В настоящее время, удельные выбросы ПГ для российских тепловых электростанций определяются или на производство (отпуск) электроэнергии и тепловой энергии, или на производство (отпуск) только электроэнергии. В то время как для зарубежных ТЭС удельные выбросы парниковых газов рассчитываются применительно к производству (выработке) электроэнергии.

Таким образом, **прямое сравнение российских и зарубежных тепловых электростанций по удельным выбросам ПГ, отнесенных к 1 кВт·ч (электроэнергия и тепловая энергия; только электроэнергия) изначально будет некорректным.**

3. При проведении сравнения ТЭС по величине удельных выбросов ПГ, необходимо точно знать какой метод распределения расхода топлива между электроэнергией и тепловой

энергией применяется на каждой электростанции, которая входит в группу (пропорциональный[48], физический[49], другой метод).

Так как, удельные расходы условного топлива (УРУТ) на выработку и отпуск как электроэнергии, так и тепловой энергии, определенные различными методами, значительно различаются:

- УРУТ на выработку и отпуск электроэнергии по пропорциональному методу от 14% до 19% больше значения этого показателя, рассчитанного по физическому методу (данные ПАО «Мосэнерго» и ПАО «ТГК-1» за 2023-2024 гг.).
- УРУТ на выработку и отпуск тепловой энергии по пропорциональному методу от 23% до 30% меньше значения этого показателя, определенного по физическому методу (данные ПАО «Мосэнерго» и ПАО «ТГК-1» за 2023-2024 гг.).

Так как **УРУТ участвуют в оценке удельных выбросов ПГ на тепловых электростанциях, то не принимать во внимание метод распределения расхода топлива между электроэнергией и тепловой энергией изначально будет некорректно.**

Таким образом, оценивать углеродоемкость энергетической продукции тепловых электростанций необходимо не по укрупненным показателям российских генерирующих компаний, а по показателям удельных выбросов ПГ для конкретных ТЭС, относящихся к одной группе (газовые, угольные, мазутные и др.) и использующих одинаковый метод распределения расхода топлива между электроэнергией и тепловой энергией.

6.3 Бенчмаркинг углеродоемкости российской и зарубежной производств и продукции

Бенчмаркинг – это сопоставительный анализ с эталонными показателями для определения возможностей повышения эффективности производства. Ключевое условие эффективного бенчмаркинга – обеспечение сопоставимости показателей, или сравнение «the like with the like». Поэтому в системах бенчмаркинга особое внимание уделяется приведению показателей удельных расходов энергии и удельных выбросов ПГ в сопоставимый вид.

Бенчмаркинг производств по уровню углеродоемкости все шире используется в системах углеродного регулирования для:

- формирования пакетов мер государственной или корпоративной политики и предложений по технологическим решениям для расширения рыночных ниш наиболее эффективных технологий;
- выделения бесплатных квот на уровне эталонных показателей в системах торговли квотами (ЕС, Калифорния, Китай);

[48] **Справочно.** По пропорциональному методу распределение топлива, израсходованного энергетическими котлами, производится пропорционально затратам топлива на выработку электрической энергии и отпуск теплоты внешним потребителям при условии их раздельного производства на конкретной электростанции. При этом в пропорциональном методе вводятся эмпирические коэффициенты, позволяющие учитывать термодинамическую ценность потоков пара на входе в турбины, в регулируемых отборах и в конденсаторах, а также эмпирические коэффициенты, учитывающие регенеративный подогрев питательной воды на тепловой электростанции.

[49] **Справочно.** При физическом методе используется подход распределения затрат топлива пропорционально количеству топлива (в условных единицах), израсходованного на каждый вид энергии на базе теплового баланса ТЭЦ. При этом топливо распределяется между электрической и тепловой энергией в соответствии с условием, когда удельный расход условного топлива на тепловую энергию, отпускаемую из отборов турбин, рассчитывается обратно пропорционально КПД энергетических и пиковых водогрейных котлов. Принимается допущение, что на получение тепловой энергии из отборов турбин затрачивается такое же количество топлива, как и при отпуске теплоты непосредственно из котлов.

- определения уровня платежей импортеров в системах пограничного углеродного регулирования (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM);
- выявления эталонных технологий и практик производства, таких как наилучшие имеющиеся технологии (BAT), наилучшие доступные технологии (НДТ) и наилучшие практически используемые технологии (BPT);
- оценки потенциала снижения удельных расходов энергии и удельных выбросов ПГ на основе сравнения с эталонными значениями и выявления возможностей для повышения эффективности производства;
- определения целевых заданий и(или) пороговых значений по экономии энергии и снижению выбросов ПГ в системах низкоуглеродного регулирования;
- разработки и согласования корпоративных или отраслевых планов и дорожных карт по повышению энергоэффективности и декарбонизации;
- мониторинга достижения целевых заданий корпоративных или отраслевых планов и дорожных карт;
- оценки конкурентных позиций предприятий по отдельным показателям за счет сопоставления с аналогичными производствами;
- маркетинга продукции с низким углеродным следом, для чего необходимо обеспечение сопоставимости определения удельных выбросов ПГ для обеспечения справедливой конкуренции;
- выбора поставщиков с низким углеродным следом в государственных и корпоративных закупках для снижения углеродного следа продукции;
- определения критериев низкоуглеродной продукции в таксономиях при принятии решений о финансировании проектов по повышению энергоэффективности или декарбонизации.

Особое внимание уделяется выбору эталонного значения. Для России в соответствии с методикой ГОСТ Р 113.00.30-2023.[50] – это верхний и нижний уровни индикативного показателя. Анализ оценок индикативных показателей для ТЭС России (Башмаков и др. 2026) показал несовершенство их использования. Нижний уровень индикативного показателя для всех групп ТЭС оказался выше средних значений или близким к ним. И нижний, и верхний уровни индикативного показателя очень сильно зависят от единичных значений для самого лучшего и самого худшего объекта в выборке и поэтому не могут выполнять функцию устойчивых ориентиров. Их целесообразно заменить на средние значения для первого и последнего децилей в ранжированной по удельным выбросам выборке (кривой бенчмаркинга, см рис. 6.x).

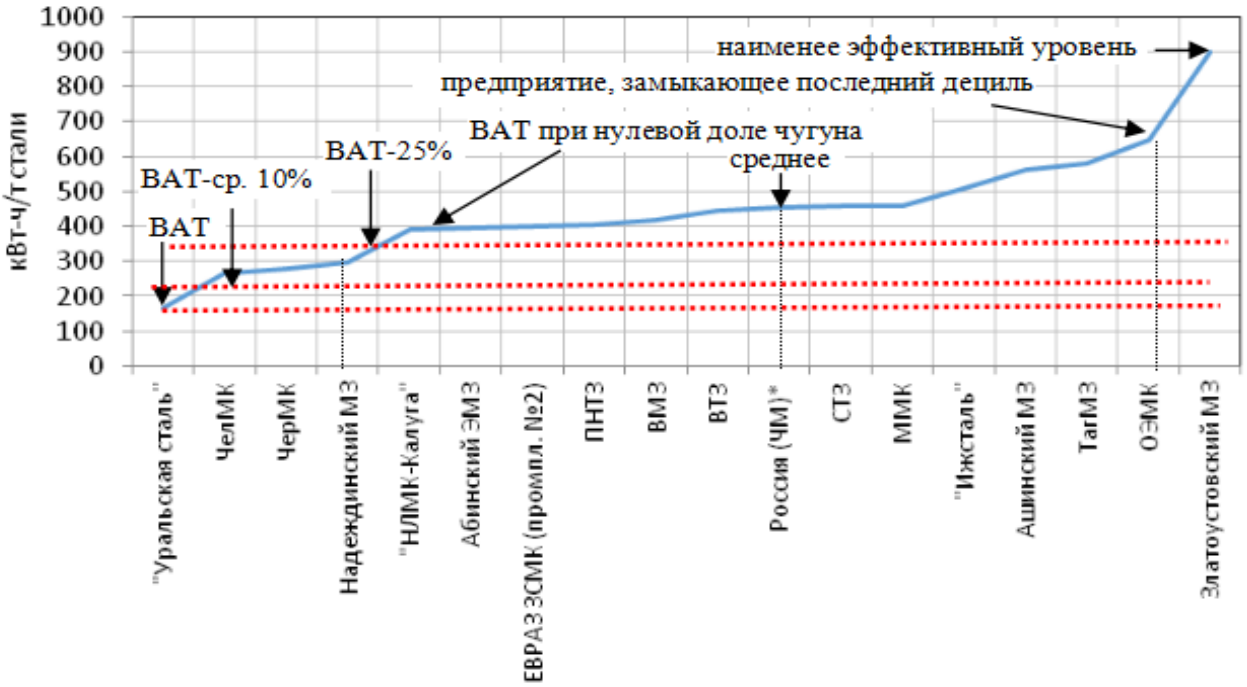
В практике углеродного и энергетического регулирования для разных целей используются разные уровни бенчмарков, определяемых на основе выборки предприятий, ранжированных по удельным расходам энергии, или по удельным выбросам ПГ:

[50] Наилучшие доступные технологии. Методические рекомендации по разработке обязательного приложения информационно-технического справочника по наилучшим доступным технологиям «Индикативные показатели удельных выбросов парниковых газов». Издание официальное. Москва. Российский институт стандартизации. 2023. ГОСТ Р 113.00.30-2023 Наилучшие доступные технологии. Методические рекомендации по разработке обязательного приложения информационно-технического справочника по наилучшим доступным технологиям «Индикативные показатели удельных выбросов парниковых газов»

- лучшее;
- среднее для первого дециля;
- уровень, замыкающий:
  - первый дециль;
  - первые 20%;
  - первый квартиль;
- 90% от среднего значения;
- среднее значение;
- уровень, замыкающий первые 80% или первые 90%;

Значения для предприятий, замыкающих первые 20% или 25%, часто также называют лучшими практически используемыми технологиями (BPT – Best Practice Technologies).

Рисунок 6.3 Кривая бенчмаркинга по уровню энергоэффективности(производство электростали)



Источник: Башмаков и др, 2021

Проведение эффективного регулярного бенчмаркинга предприятий по уровням удельных выбросов CO_2 на основе имеющихся данных Росстата, Национального доклада, справочников ИТС, годовых обзоров по итогам работы отраслей промышленности России и годовой отчетности российских производителей невозможно. Системы бенчмаркинга по удельным расходам топлива и выбросам ПГ при производстве азотной кислоты являются очень информационно емкими. Эта информация требуется для обеспечения сопоставимости перечня продукции, границ технологических процессов, поставок и отпуска сырья и энергии, единиц изменения и др. В указанных выше источниках нет необходимого уровня детализации. Поэтому приходится запрашивать информацию у

предприятий посредством специально разработанных опросных форм – анкет. В системах бенчмаркинга используется набор из нескольких групп показателей: общие сведения о предприятии, ассортимент и объемы производства продукции, тип технологии, расход ресурсов на входе в технологический процесс, локальная выработка энергии, объем закупленной электрической и тепловой энергии от внешних производителей или отпуск электрической и тепловой энергии сторонним потребителям,

Задача создания российских систем бенчмаркинга по удельным выбросам ПГ включает проведение сопоставлений не только среди российских предприятий, но и с зарубежными бенчмарками, включая используемые в системах углеродного регулирования в ЕС и других странах. В разных схемах углеродного регулирования зарубежом – в системах торговли квотами ЕС и CBAM, Калифорнии, Китая, в системах субсидирования производства т государственных закупок низкоуглеродной продукции, активно используется бенчмаркинг. Такие системы также создаются международными отраслевыми ассоциациями (система бенчмаркинга Мировой ассоциации стали (World Steel Association – WSA; система бенчмаркинга EUROFER, которая полностью базируется на европейском стандарте – Standard EN 19694-2 Stationary source emissions – Greenhouse Gas (GHG) emissions in energy-intensive industries – Part 2: Iron and steel industry; система бенчмаркинга Глобальной ассоциации цемента и бетона (Global Cement and Concrete Association – GCCA, Европейский союз), которая основана на европейском стандарте Standard EN 19694–3: Stationary source emissions — Determination of Greenhouse Gas (GHG) emissions in energy intensive industries — Part 3: Cement industry; система бенчмаркинга «Fertilizer Europe», которая сфокусирована на оценке выбросов ПГ при производстве удобрений и др. Под эти системы создаются расчетные программные комплексы- калькуляторы, которые позволяют предприятиям по сопоставимым методикам рассчитывать углеродный след своей продукции (по разным охватам) и оценивать свое положение на отраслевых кривых бенчмаркинга.

В России уже создано несколько систем бенчмаркинга по удельным выбросам ПГ для углеродоемкой продукции, позволяющих проводить сопоставления как среди российских предприятий, так и с зарубежными бенчмарками, по принятой в зарубежных схемах методологии расчетов. ЦЭНЭФ-XXI и ЦЭПП создали программные комплексы для бенчмаркинга продукции черной металлургии (Башмаков и др., 2021), цементной (Башмаков и др., 2023), керамической (Башмаков и др., 2024а), аммиачной промышленности (Башмаков и др., 2025) и для ТЭС (Башмаков и др., 2026).

6.4 Корпоративные стратегии сокращения выбросов парниковых газов и низкоуглеродные бренды российских компаний

6.4.1 Нефтегазовая отрасль

Российские компании прогрессивны в адаптации существующих производственных процессов под климатические требования (делать нефть и газ более низкоуглеродными), в том числе через реализацию проектов повышения энерго и ресурсоэффективности, сокращение выбросов метана, а также, в перспективе, используя свои геологические преимущества для реализации проектов CCUS. Однако они менее проактивно подходят к диверсификации в активы низкоуглеродной энергетики, где до 2025–2026 гг. безусловное лидерство удерживали европейские и американские мейджоры, несмотря на текущее охлаждение их интереса к зеленым инвестициям.

Стратегический фокус и инвестиции

- **Международный контекст:** Компании BP, Shell или TotalEnergies прошли пик инвестиций в чистую энергию в 2022–2023 годах. Однако даже с учетом текущего тренда на снижение расходов (по данным Rystad Energy, совокупные расходы мейджоров до 2028 года сократятся более чем на $30 млрд (Нефтяные мейджоры сократили инвестиции в низкоуглеродные проекты на $30 млрд, 2026)), их доля инвестиций, направляемых ими в низкоуглеродные проекты, остается порядка 4%, что выше, чем у российских компаний. Согласно МЭА, нефтегазовые компании вложили в низкоэмиссионные технологии около 23 млрд долл. в 2025 г. и планируют 22–24 млрд в 2026 г., это около 4% капитальных вложений сектора. По Energy Intelligence, во II кв. 2026 г. такие инвестиции 50 компаний упали до 960 млн долл., минимума с 2017 г.
- В 2025-2026 зарубежные ВИНК произвели существенные пересмотры стратегии низкоуглеродной энергетики:
    - BP (26.02.2025, «fundamental reset»): низкоуглеродные инвестиции сокращены до 1,5–2 млрд долл./год, инвестиции в добычу нефти и газа увеличены до ~10 млрд долл./год. Отменена цель 2020 г. снизить добычу на 25% к 2030 г. Списания по низкоуглеродным активам: 6,04 млрд долл. в 2025 г., ещё 3–4,5 млрд долл. ожидается в III кв. 2026 г. по «переходным» бизнесам. Объявлена продажа Archaea, а офшорный ветер выведен в СП с JERA.
    - Shell (CMD 25.03.2025): Списания: около 1 млрд долл. по выходу из американского ветропроекта Atlantic Shores (январь 2025 г.) и в сумме 1,4 млрд долл. по отменённому биотопливному заводу в Роттердаме (проект «не был бы конкурентоспособным», октябрь 2025 г.). Продаются европейские наземные ВИЭ-активы.
    - TotalEnergies: доля Integrated Power и низкоуглеродных молекул в капвложениях снижена примерно с 33% до 26%.
    - Equinor: чистые списания 2,48 млрд долл. в 2025 г., в основном по офшорному ветру в США; капвложения 2026–2027 гг. сокращены на 4 млрд долл., главным образом в электроэнергетике и низкоуглеродных проектах; при этом инвестиции в нефтегаз сохраняются на уровне ~10 млрд долл./год, добыча 2025 г. рекордная (+3,4%).
    - ExxonMobil и Chevron также сократили низкоуглеродные программы: у ExxonMobil с ~30 до ~20 млрд долл. на 2025–2030 гг., Chevron отказался от плана на 10 млрд долл.
- **Российские компании:** Фокус смещен на декарбонизацию *традиционного* бизнеса. Цель не уйти из нефтегаза, а сделать добычу и переработку максимально экологичными («зеленый баррель»). Кроме того, продвигается природный газ, как наиболее экологичный вид ископаемого топлива, дающий существенное снижение эмиссий парниковых газов при замещении угля в электроэнергетике, а также при использовании в качестве газомоторных топлив. Инвестиции направляются преимущественно в сокращение утечек метана (в том числе за счет цифровизации контроля утечек, внедрение современных технологий ремонта скважин), за счет закачки CO2 (улавливание углерода) в пласт, комплексное управление ресурсоэффективностью и энергоэффективности, в том числе за счет цифровизации. (Газпром, 2023) (Новатэк, 2025) (Татнефть , 2022) (Роснефть, 2020) (ИНК, 2024) Прямые инвестиции в генерацию

ВИЭ для продажи электроэнергии сторонним потребителям у российских компаний минимальны по сравнению с западными конкурентами.

- При этом, есть несколько примеров разработки низкоуглеродных продуктов нефтегазовыми компаниями. Так, например, Татнефть создала синтетический каучук марки СКИ-3 ЭКО из продуктов переработки отработанных шин (Татнефть, 2026). Газпром нефть - устойчивое биотопливо для авиации и морских перевозок (ИНФОТЭК, 2026), Лукойл производит и поставляет на ряд рынков топливо с добавлением биокомпонентов (биодизель и биоэтанол), что позволяет снизить общие выбросы CO_2 на протяжении всего жизненного цикла продукта, а также реализует НИОКР по производству биотоплива из водорослей и активно развивает сектор возобновляемой энергетики, включая СЭС, ВЭС и гдироэнергетику. (ЛУКОЙЛ, 2022)
- В газовой отрасли меры декарбонизации охватывают всю цепочку поставок СПГ. Так, НОВАТЭК, крупнейший независимый производитель газа в России, находится среди мировых лидеров в нефтегазовой отрасли по углеродной эффективности. Установил количественные цели по снижению выбросов ПГ к 2030 г., сокращает энергозатраты на сжижение за счет холодных арктических условий, используя собственную технологию «Арктический каскад», развивает поставки по Северному морскому пути, сокращая время доставки в АТР примерно на 40% по сравнению с поставками через Суэцкий канал, и, соответственно, сокращая выбросы ПГ от транспортировки, использует танкера, работающие на отпарном газе вместо мазута, проводит мониторинг и устраняет утечки метана, повышает полезное использование ПНГ. Кроме того, Компания активно развивает сегмент малотоннажного СПГ в РФ, способствуя переводу магистрального транспорта на СПГ. Компания заранее готовится к высоким международным требованиям по учету углеродного следа: разработана собственная методика, покупателям выдаются заявления об углеродном следе по партиям СПГ. Компания также реализует климатический проект, заключена одна из крупнейших сделок по продаже углеродных единиц участнику Сахалинского эксперимента, получены лицензии на подземное хранение CO2, а в 2026 г. запущена на своем лицензионном участке измерительная станция национальной сети карбоновых полигонов (Новатэк, 2025)

Целеполагание и фактические темпы сокращения выбросов

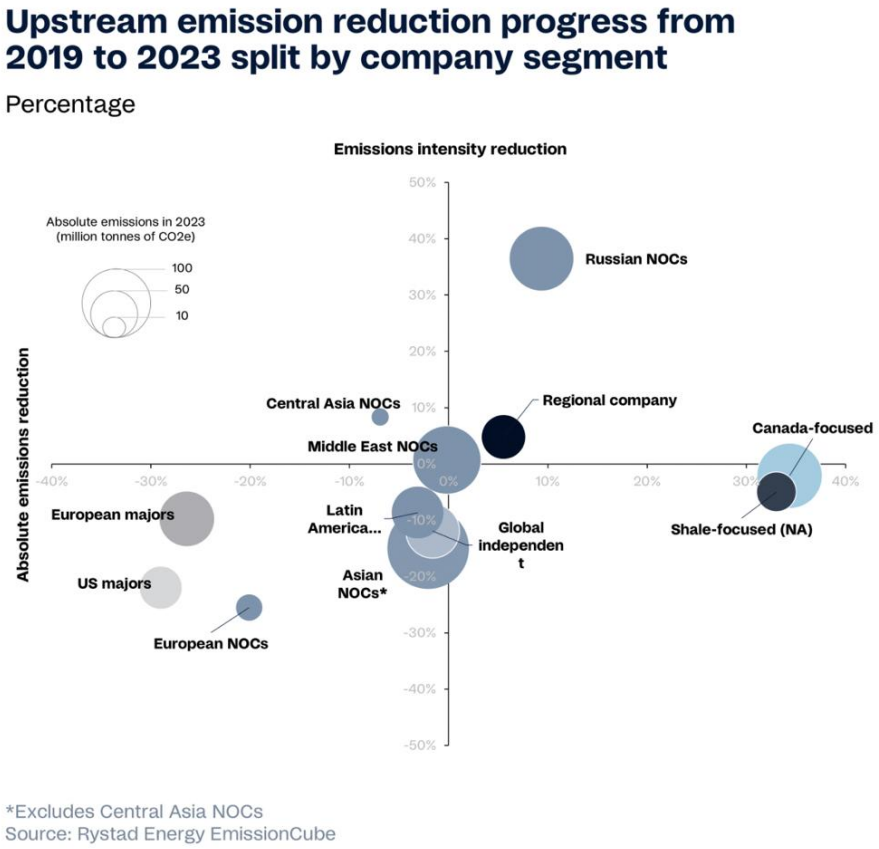
- Отраслевого стандарта целей для нефтегазовых компаний в рамках SBTi пока нет: с 2022 г. валидация целей компаний сектора приостановлена, а в 2025 г. приостановлена и разработка стандарта. Поэтому международная практика оценки климатических целей нефтегазовых компаний опирается на государственное регулирование и отраслевые инициативы (OGMP 2.0, Oil & Gas Decarbonization Charter).
- В российских публикациях климатическое целеполагание оценивалось только по критериям SMART (А.А. Череповицына, 2025). При исчислении среднегодовых темпов **ожидаемого** сокращения удельных выбросов парниковых газов было выявлено, что у зарубежных компаний этот показатель составил 2,011% в год, а у российских -1,626% в год при анализе за период 2017-2022 гг. При этом среднегодовые темпы **фактического** сокращения удельных выбросов парниковых газов у российских компаний составили 2,625% в год, а у зарубежных – 1,195% в год (Н.А. Шевелева, 2024)
- Вместе с тем, согласно анализу зарубежного аналитическое агентства Rystad energy, российские компании за период 2019-2023 гг., наоборот, нарастили как абсолютные, так и удельные показатели выбросов парниковых газов (Rystad Energy, 2025).

- Отличия в оценках российских и зарубежных исследователей, вероятно, связаны с различными годами сравнения, различными охватами выбросов (Rystad включает охват 3) и различными методами оценки. Российские исследователи опираются на данные нефинансовой отчетности, тогда как зарубежные аналитики используют в том числе эмпирическое спутниковое слежение для выявления неконтролируемых выбросов и точечного сжигания попутного газа.

Основные неопределенности и исследовательские пробелы

- Отсутствие доступа к международным платформам (CDP, SBTi, международным отраслевым инициативам) затрудняет или делает методологически невозможным проведение отраслевого бенчмаркинга по удельным показателям выбросов парниковых газов и углеродному следу продукции, а также оценку достаточности климатических целей российских компаний
- Отсутствие системных исследований, сопоставляющих спутниковые и наземные методы оценки эмиссий метана – противоречивость выводов о фактических эмиссиях
- Количественные и качественные оценки потенциала реализации проектов CCUS нефтегазовыми компаниями РФ

Рисунок 6.4



По оси X – процентное изменение абсолютных объёмов выбросов парниковых газов (+%% - увеличение, -%% - уменьшение) за период 2019-2023. По оси У – процентное изменение удельных объемов выбросов парниковых газов (интенсивности эмиссий), на тонну произведенного нефтяного эквивалента (+%% - увеличение, -%% - уменьшение) за период 2019-2023. Диаметр круга – объем абсолютных эмиссий парниковых газов в 2023 году. Данные сгруппированы по типам нефтегазовых компаний

6.4.2 Угольная отрасль

Угольная промышленность РФ переживает системный кризис. Основной причиной финансового состояния компаний (убытки в 1,2 трлн рублей) являются международные санкции, потеря премиальных рынков сбыта, отмена понижающих коэффициентов в железнодорожных тарифах (изъятие около 500 млрд рублей за 2022–2024 годы) и экспортные пошлины. На грани банкротства находятся предприятия, обеспечивающие около 9% всей добычи угля в стране. В зоне риска — еще 29% мощностей. В результате в регионах добычу уже остановили 11 предприятий. (Финмаркет, 2025)

Декарбонизация угольной отрасли в России находится на начальном этапе. В отличие от нефтегазового сектора, угольная промышленность сталкивается с двойным давлением: необходимостью снижения операционных издержек из-за санкционных ограничений и перестройки логистики и требованиями глобального рынка к экологическим стандартам (Н. И. Суслов, 2022). При этом, в отличие от нефтегазового сектора, где велика роль государственных компаний, угольная отрасль практически полностью частная, а государственная политика в отношение угля находится под влиянием двух противоречивых трендов.

С одной стороны, наблюдается поддержка угольной промышленности как социально-значимой и экспортно-ориентированной отрасли. С другой стороны, присутствует и скепсис относительно устойчивости спроса на уголь на внешних рынках, в том числе из-за эколого-климатической повестки, и конкурентоспособности российского угля на дальневосточных рынках из-за большого логистического плеча (E. Martus, 2022).

Несмотря на умеренное влияние технологических санкций и логистических ограничений экспорт угля сократился на 12% за 2021-2024 гг. (Колпаков, 2025).

Формально климатические цели или результаты заявлены большинством крупных игроков российского угольного рынка. Но акценты смещены на управления рисками и повышения операционной эффективности:

- Климатические изменения рассматриваются как **риск для отрасли** – включая физические, переходные и репутационные риски (E. Martus, 2022).
- **Приоритет сокращение утечек метана и операционной эффективности:** Стратегии чаще всего позиционируются не как планы по отказу от ископаемого топлива, а как программы повышения энергоэффективности, промышленной безопасности и минимизации локального воздействия (метан, пыль, сбросы).
- **Климатические проекты:** У некоторых компаний компенсация остаточных выбросов предполагается за счет реализации климатических проектов, в частности проектов модернизации ЖКХ и энергоэффективности (СГК, 2024), а также проектов лесовосстановления. Однако масштабы таких проектов несопоставимо меньше масштабов выбросов. Руководство ведущих компаний отрасли поддерживает позицию, что России **выгоднее вкладывать средства от сырьевого экспорта (включая уголь) в природные климатические решения**, чем искусственно уничтожать угольную и иные традиционные отрасли. (РСПП, 2025). В публичных источниках нет исследований, аналитически обосновывающих эти утверждения
- Четыре компании присоединились к инициативе **Bettercoal** в качестве производителей, поддерживающих принципы **социально** и экологически ответственной добычи угля.

- **Смещение фокуса:** после 2022 года фокус сместился с глобальной повестки устойчивого развития на задачи технологического суверенитета, импортозамещения оборудования для очистки выбросов и цифровизацию процессов добычи.

Сокращение выбросов парниковых газов:

Угольные компании включают информацию о сокращении парниковых газов в годовые отчеты и отчеты об устойчивом развитии, однако зачастую не конкретизируют цели по сокращению углеродного следа. Некоторые компании прекратили публикацию отчетов об устойчивом развитии после 2022 года, но продолжают публиковать данные о выбросах парниковых газов в рамках обязательной отчетности в системе ГИС-Энергоэффективность. В компаниях, где продолжает публиковаться нефинансовая отчетность, ключевые климатические заявления фокусируются на признании климатических рисков и приверженности цели повышения энергоэффективности (Мечел, 2025) (СГК, 2023).

Метан угольных пластов: Одной из приоритетных целей является снижение концентрации метана в шахтах до безопасного уровня (ниже 1%) и его полезное использование. На разрезах внедряется система дегазации карьеров для сбора свалочного и сопутствующего метана. Это рассматривается одновременно как мера безопасности и способ получения углеродных единиц (И. Нагайцев, 2024)**.**

Чистое сжигание и переработка. Ведутся НИР по развитию технологий глубокой переработки угля (газификация, гидрогенизация) для получения синтез-газа, водорода и химических продуктов без прямого сжигания твердого топлива (Кузнецова, 2025). Также реализуются пилотные проекты по совместное сжигание угля с биомассой на ТЭЦ. (Рябов, 2022)

CCUS (улавливание, использование и хранение углерода) для угольной генерации и промышленности находится на **начальной стадии теоретического осмысления и опытных разработок**. Действующих коммерческих проектов CCUS на угольных ТЭС в стране на 2026 год нет.

В целом, консенсус угольной отрасли состоит в том, что полная декарбонизация в текущих экономических условиях нереалистична, скорее речь идет о планируемом сжатии отрасли в тех частях, где добычу угля невозможно сделать устойчиво рентабельной.

Неопределенности и исследовательские пробелы:

- Детальный анализ целеполагания и фактических результатов по энергоэффективности и декарбонизации угольных компаний, включая угольные подразделения интегрированных энергетических компаний
- В контексте объективных сложностей отрасли необходим более широкий спектр исследований по диверсификации и переходу предприятий в другие сегменты экономики (например, добыча иных полезных ископаемых), а также в области реализации программ социальной ответственности при закрытии или перепрофилировании активов

6.4.3 Электроэнергетика и теплоснабжение

Российская электроэнергетика в значительной степени напрямую контролируется государством. По разным оценкам, государству (прямо или косвенно через госкомпании) принадлежит от 55% до 65% установленной мощности генерации. Если добавить к этому сетевой комплекс (ПАО «Россети», ФСК, Системный оператор), где доля государства превышает 80%, то общий государственный контроль над физической инфраструктурой

ТЭК выглядит еще более значительным. В этом контексте имеет место приоритет технологического суверенитета над скоростью энергоперехода, а структура генерации консервируется.

Кроме того, отрасль находится в сложной финансовой ситуации. В 2025 году износ генерирующего оборудования в России составил порядка 50%, при этом 65% мощностей работают с советских времен. В сетевом комплексе ситуация еще серьезнее: по данным Минэнерго и ИА REGNUM, нормативный срок службы выработали 50% магистральных и 70% распределительных сетей. По данным Минэнерго РФ, потребность в российских парогазовых установках большой мощности для электростанций до 2042 года составит 31 ГВт или 258 турбин. Отечественные производители не справляются с возросшим объемом заказов. Отсутствие турбин или завышение их стоимости влекут за собой сдвиги сроков ввода мощностей и срывы конкурсных отборов проектов. (Сбер, 2025)

Санкционное давление привело к удорожанию оборудования для всех типов генерации на 30-70%. Рост CAPEX при одновременном увеличении стоимости капитала делает многие проекты, особенно в сфере гидроэнергетики и ВИЭ, с их сроками окупаемости в 15-20 лет, экономически нецелесообразными без прямой государственной поддержки. Кроме того, рост регулируемых тарифов на базовые ресурсы (прежде всего газ и услуги естественных монополий, таких как РЖД) автоматически и опережающими темпами провоцирует рост тарифов на конечную электроэнергию и тепло. Например, РЖД перешли на композитный индекс промышленной инфляции, а «Газпром» из-за потери европейского экспорта и необходимости содержать подземные хранилища газа повысил оптовые цены дважды (в общей сложности на 21% в 2025 году. Но рост тарифов для населения активно сдерживается, да и для промышленности дальнейшее увеличение платы за мощность будет приводить к ускорению перехода на децентрализованные решения. **Как следствие, темпы модернизации генерирующего оборудования и сетевой инфраструктуры будут отставать от естественного износа и роста потребностей промышленности**.

В этих условиях декарбонизация энергетики возможна преимущественно за счет приоритета модернизации над новым строительством, а также сфокусированном развитии атома и малой генерации (так как именно в этих сегментах Россия обладает наибольшим технологическим суверенитетом).

<u>Вклад Росатома в декарбонизацию российской электроэнергетики</u>

Вклад «Росатома» в декарбонизацию российской электроэнергетики существенно больше, чем может показаться при простом сопоставлении сегодняшней доли атомной генерации с долями ВЭС и СЭС, поскольку Генеральная схема до 2042 года предусматривает не сохранение нынешнего атомного парка, а его крупное технологическое и количественное расширение, причем одновременно по нескольким направлениям — от традиционных больших ВВЭР до быстрых реакторов, наземных атомных станций малой мощности и плавучих энергоблоков. В 2023 году установленная мощность АЭС в электроэнергетической системе России составляла около **29,65 ГВт**, а атомные станции произвели **217,7 ТВт·ч**, или 18,9% всей электроэнергии страны; к 2042 году Генсхема предусматривает рост атомной мощности до **47,03 ГВт**, то есть почти на 17,4 ГВт по чистому балансу с учетом вывода старых блоков, тогда как валовой ввод новых атомных мощностей за период должен составить **29,299 ГВт**. Одновременно атомная выработка возрастает до **350,8 ТВт·ч**, а ее доля в российском производстве электроэнергии — до 24%. [1]

Таким образом, в отличие от ветровой и солнечной генерации, атомная программа в Генеральной схеме уже сама по себе обеспечивает очень крупную часть прироста спроса: между 2023 и 2042 годами производство электроэнергии на АЭС увеличивается примерно на **133,1 ТВт·ч в год**, то есть прирост атомной выработки оказывается более чем втрое выше всего дополнительного прироста ВЭС и СЭС вместе взятых. Поэтому в российской модели декарбонизации атомная энергетика выступает не вспомогательным, а одним из основных способов обеспечить рост электропотребления без пропорционального увеличения сжигания газа и угля.

Основу этого роста составляют крупные серийные водо-водяные реакторы нового поколения. На Курской АЭС-2 строятся четыре энергоблока **ВВЭР-ТОИ по 1200 МВт**, которые должны последовательно заменить выводимые РБМК: первый блок был подключен к сети в декабре 2025 года, второй по Генсхеме должен довести мощность станции до 2,4 ГВт в 2027 году, третий — до 3,6 ГВт в 2031-м, а четвертый — до полного проектного уровня **4,8 ГВт в 2034 году**. [1; 2] На Ленинградской АЭС-2 продолжается строительство двух следующих блоков ВВЭР-1200, которые должны заменить оставшиеся РБМК старой Ленинградской станции, а на Смоленской АЭС-2 запланированы два блока **ВВЭР-оптим общей мощностью 2,4 ГВт** с последовательным вводом в 2033 и 2035 годах. [1; 3]

Одновременно атомная генерация начинает расширяться в регионы, где раньше ее не было. На Дальнем Востоке Генеральной схемой предусмотрена **Приморская АЭС** с двумя блоками ВВЭР-1000 общей мощностью 2 ГВт, причем первый блок должен появиться в 2033 году, второй — в 2035-м; возможность дальнейшего строительства Хабаровской АЭС также заложена в долгосрочную структуру развития региона. [1; 4] На Северо-Западе после 2035 года должна начаться работа Кольской АЭС-2 с реакторами средней мощности **ВВЭР-С/600**: первый 600-МВт блок предусмотрен в 2035 году, два блока общей мощностью 1,2 ГВт — уже к 2037-2039 годам, а третий должен увеличить мощность станции до **1,8 ГВт к 2040 году**. [1]

Особое значение имеет то, что программа «Росатома» не ограничивается водо-водяными реакторами. На Белоярской АЭС сооружается энергоблок № 5 с быстрым реактором **БН-1200М мощностью 1,25 ГВт**, который в Генсхеме появляется с 2034 года и должен стать следующим этапом после действующих БН-600 и БН-800. [1; 5] В Северске одновременно создается опытно-демонстрационный энергокомплекс с реактором **БРЕСТ-ОД-300** со свинцовым теплоносителем, ввод которого в документах планирования отнесен к 2028 году; этот проект важен не столько своими 300 МВт, сколько отработкой замкнутого ядерного топливного цикла, то есть технологии, которая в перспективе должна существенно расширить топливную базу атомной энергетики и уменьшить объем долгоживущих радиоактивных отходов. [2; 6]

Наиболее интересным новым сегментом становятся атомные станции малой мощности, поскольку здесь «Росатом» фактически переносит судовую реакторную технологию в наземную и плавучую энергетику. Уже работающая в Певеке плавучая атомная теплоэлектростанция «Академик Ломоносов» доказала принципиальную работоспособность такой модели: за первые пять лет эксплуатации ее выработка достигла **1 млрд кВт·ч**. [2] Следующим и гораздо более крупным проектом должны стать четыре модернизированных плавучих энергоблока для Баимского горно-обогатительного комплекса на Чукотке, каждый с реакторной установкой **РИТМ-200С и электрической мощностью 106 МВт**, то есть совокупно **424 МВт**; по Генсхеме первый блок должен появиться в середине 2030-х годов, после чего парк последовательно увеличивается до четырех, а производство первого РИТМ-200С для головного ПЭБ уже завершено в 2026 году. [1; 7]

Наземным продолжением той же технологии становится Якутская АСММ в Усть-Куйге, где предполагается использование реакторов **РИТМ-200Н**; Генсхема предусматривает два блока суммарной мощностью **110 МВт**, хотя решение о втором блоке увязано с подтвержденным спросом потребителей. [1; 2] Для Норильского энергорайона предусмотрена еще более мощная станция на реакторах **РИТМ-400**, которая должна поэтапно вырасти до 240 МВт к 2036 году и примерно до 320 МВт после следующего ввода. [1] Наконец, на Чукотке Генеральная схема впервые включает фактически уже микро-АЭС — **один блок «Шельф-М» электрической мощностью всего 10 МВт**, ориентированный на изолированного потребителя и предусмотренный к вводу около 2030-2031 годов. [1; 8]

Именно эти проекты малой мощности показывают, что вклад атомной энергетики в декарбонизацию нельзя измерять только гигаваттами крупных АЭС. В централизованной энергосистеме ВВЭР прежде всего предотвращают строительство дополнительной газовой и угольной выработки, тогда как в Арктике и на изолированных территориях РИТМ-200Н, РИТМ-400, «Шельф-М» и плавучие энергоблоки способны непосредственно замещать дизельную и угольную генерацию, то есть киловатт-час атомной станции может предотвращать здесь значительно больше CO_2, чем в Европейской части России. При замещении дизельной генерации с прямыми выбросами порядка 0,7-0,9 кг CO_2/кВт·ч климатический эффект малой АЭС на единицу выработки оказывается сопоставимым с наиболее эффективными сценариями развития ВИЭ в изолированных энергосистемах.

Главный климатический результат, однако, связан с общим увеличением атомной выработки. Между 2023 и 2042 годами Генеральная схема предусматривает ее рост на **133,13 ТВт·ч ежегодно** — с 217,70 до 350,82 ТВт·ч. [1] Если бы этот дополнительный объем пришлось покрывать современными тепловыми станциями с углеродоемкостью 350-500 г CO_2/кВт·ч, то атомная программа предотвращала бы в 2042 году примерно:

133,1 ТВт·ч × 0,35-0,50 млн т CO_2/ТВт·ч = около 47-67 млн т CO_2 ежегодно.

Если же использовать тот же инерционный тепловой контрфактический сценарий, который применялся в главе «Технологическое обновление электроэнергетики России», то есть условный будущий тепловой микс из газа и угля со средней углеродоемкостью порядка **0,64 кг CO_2/кВт·ч**, предотвращенный прирост достигает уже приблизительно:

133,1 × 0,64 ≈ 85 млн т CO_2 в год.

Для накопленного эффекта важен не только конечный 2042 год, но и последовательность вводов. Если приблизительно интерполировать предусмотренный Генсхемой рост атомной выработки между тремя контрольными точками — **217,7 ТВт·ч в 2023 году, 279,9 ТВт·ч в 2036-м и 350,8 ТВт·ч в 2042-м**, — то дополнительная атомная выработка относительно сохранения уровня 2023 года за период до 2042 года составляет порядка **1 000 ТВт·ч**. [1] Это дает приблизительно **350-500 млн т предотвращенного CO_2** при сравнении с современной тепловой генерацией интенсивностью 350-500 г/кВт·ч или порядка **630 млн т CO_2** при сравнении с технологически инерционным тепловым «миксом» около 640 г/кВт·ч. Это расчетная, а не официальная величина выработки по Генсхеме, поскольку реальные пуски происходят ступенчато, однако она хорошо показывает порядок накопленного климатического эффекта.

При этом атомную генерацию также нельзя считать абсолютно безуглеродной, поскольку добыча и обогащение урана, изготовление топлива, строительство станции и вывод ее из эксплуатации имеют собственный жизненный цикл; однако его углеродная интенсивность на порядок и более ниже тепловой генерации. Международные оценки UNECE дают для атомной электроэнергии около **5 г CO_2-экв./кВт·ч** в типовом европейском жизненном цикле, тогда как

газовая генерация находится примерно на уровне 400-500 г, а угольная — 750-1000 г и выше. [9] Поэтому учет жизненного цикла немного уменьшает приведенные выше цифры предотвращенных выбросов, но не меняет общий вывод.

Таким образом, «Росатом» в российской модели декарбонизации выполняет сразу несколько функций, которые трудно объединить в рамках одной другой технологии: крупные ВВЭР обеспечивают безуглеродное покрытие растущего базового спроса, ВВЭР средней мощности позволяют развивать атомную генерацию в энергосистемах с ограничениями по единичной мощности, БН-1200М и БРЕСТ-ОД-300 формируют технологическую основу замкнутого топливного цикла, тогда как РИТМ-200Н, РИТМ-400, «Шельф-М» и плавучие энергоблоки переносят атомную энергетику туда, где альтернативой ей часто является не современная ПГУ, а дорогая и высокоуглеродная дизельная или угольная генерация.

Литература и источники

1. **Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2024 г. № 4153-р «Об утверждении Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года»**, приложения № 4-11. Генеральная схема до 2042 года
2. **Госкорпорация «Росатом». Ключевые результаты деятельности 2025 года.** Данные по выработке АЭС, Курской АЭС-2, Якутской АСММ, БН-1200М, БРЕСТ-ОД-300 и ПАТЭС. Ключевые результаты Росатома 2025
3. **Системный оператор ЕЭС. Обосновывающие материалы к Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2042 года.** Планы ввода атомных мощностей и схемы выдачи мощности. Материалы СО ЕЭС по Генсхеме
4. **Минэнерго России. Энергостратегия России до 2050 года: стратегическое развитие атомной отрасли.** Действующий и будущий парк АЭС, крупные и малые реакторные технологии. Материалы Минэнерго по развитию атомной энергетики
5. **АО «Атомстройэкспорт». Белоярская АЭС, энергоблок № 5 с реактором БН-1200М.** Проект БН-1200М
6. **Генеральная схема и обосновывающие материалы СО ЕЭС по опытно-демонстрационному энергоблоку БРЕСТ-ОД-300, Северск.** Материалы по БРЕСТ-ОД-300
7. **Минтранс России / Росатом. Машиностроители «Росатома» изготовили первый РИТМ-200С для плавучей АЭС. 27 мая 2026 г.** РИТМ-200С для плавучего энергоблока
8. **Генеральная схема до 2042 года. Чукотская АСММ — реактор «Шельф-М» 10 МВт; Якутская АСММ — РИТМ-200Н.** АСММ в Генеральной схеме
9. **UNECE. Life Cycle Assessment of Electricity Generation Options. Geneva, 2022.** Оценка жизненного цикла выбросов различных технологий генерации. UNECE Life Cycle Assessment

Технологическое обновление электроэнергетики России и предотвращенный рост выбросов парниковых газов

1. Газовые турбины большой мощности и переход к парогазовому циклу

Крупная газовая генерация представляет, пожалуй, наиболее очевидный пример того, как задача импортозамещения после 2022 года непосредственно соединилась с задачей снижения выбросов парниковых газов, поскольку здесь речь идет не просто о том, российская или иностранная машина вращает генератор, а о том, сколько природного газа необходимо сжечь для производства одного и того же киловатт-часа. Именно первая программа ДПМ стала крупнейшей программой парогазовой модернизации российской электроэнергетики: были построены десятки ПГУ общей мощностью более 19 ГВт, однако значительная часть этого технологического рывка была осуществлена на газовых турбинах Siemens, GE, Alstom и других иностранных производителей, поэтому после 2022 года проблема дальнейшего роста ПГУ соединилась с проблемой ремонта и продления ресурса уже работающего импортного парка. [23]

Этот парк слишком велик, чтобы его можно было быстро заменить: мощность установленных иностранных газотурбинных машин оценивается примерно в 25 ГВт, причем их остановка из-за отсутствия ремонта означала бы не только проблему надежности, но и возможное возвращение части выработки к менее эффективным паросиловым блокам. Именно поэтому создание российских ГТД-110М, ГТЭ-65, ГТЭ-170 и в перспективе ГТЭ-300 следует рассматривать одновременно как программу промышленной независимости, энергобезопасности и сокращения удельной углеродоемкости.

При этом к осени 2026 года российская программа газовых турбин большой мощности уже вышла из стадии, когда можно было говорить только об опытных образцах и перспективных проектах, хотя между двумя новыми платформами пока существует существенная разница по степени готовности. Первая серийная ГТД-110М мощностью 115 МВт, разработанная ОДК и выпускаемая «ОДК-Сатурн» в Рыбинске, с осени 2024 года работает в составе третьего энергоблока ТЭС «Ударная» в Краснодарском крае, построенной «Технопромэкспортом» Ростеха, причем к июню 2026 года она набрала уже более 12 тыс. эквивалентных часов, то есть фактически прошла первый существенный этап промышленной эксплуатации; еще две серийные машины были поставлены на Новочеркасскую ГРЭС в Ростовской области, где в рамках модернизации должны работать три ГТД-110М в составе блоков ПГУ-324 и ПГУ-170, однако на момент подготовки настоящего текста эти агрегаты еще находились на стадии монтажа и ввода. Параллельно «Силовые машины» развернули серийное производство второй отечественной платформы большой мощности - ГТЭ-170: две ГТЭ-170.1 предназначены для Каширской ГРЭС «Интер РАО», где строятся два дубль-блока ПГУ общей мощностью более 900 МВт и первые машины уже устанавливаются на фундаменты, еще две ГТЭ-170.1 изготовлены для Артемовской ТЭЦ-2 «РусГидро» в Приморском крае и в 2026 году обе были смонтированы на станции, пуск которой запланирован на 2027 год, а две аналогичные турбины отгружены для Хабаровской ТЭЦ-4; кроме того, в октябре 2026 года была изготовлена первая модернизированная ГТЭ-170.2 мощностью уже 171 МВт и КПД 35,1%. Поэтому говорить о сформировавшемся парке российских ГТБМ пока преждевременно: в коммерческой эксплуатации уже доказала работоспособность ГТД-110М, тогда как ГТЭ-170 именно сейчас проходит переход от серийного производства и монтажа на нескольких крупных площадках к промышленной эксплуатации, но уже сам масштаб одновременно идущих проектов показывает, что импортозамещение перестало быть единичным экспериментом и начинает превращаться в серийную программу, от темпа которой непосредственно зависит возможность

выполнить заложенный Генеральной схемой переход к более эффективному парогазовому циклу. [4–7]

Масштаб будущей потребности определяется Генеральной схемой: по оценке Системного оператора, до 2042 года российской электроэнергетике потребуется около **270 газовых турбин общей мощностью почти 33,7 ГВт**, причем Генсхема в целом предусматривает ввод 88,5 ГВт новой генерации и модернизацию 66,4 ГВт существующего оборудования. Смысл этой программы особенно хорошо виден на фоне прогнозируемого роста газовой выработки: с **534,7 ТВт·ч в 2023 году до 651,4 ТВт·ч в 2042 году**, то есть примерно на 116,7 ТВт·ч. [1]

Если этот прирост получать на традиционных газовых паросиловых блоках с КПД порядка 35%, прямые выбросы находятся приблизительно на уровне **0,57-0,58 т CO_2/МВт·ч**, тогда как современная ПГУ с КПД 55-60% дает около **0,34-0,37 т CO_2/МВт·ч**. Разница, таким образом, составляет примерно **0,21-0,23 т CO_2 на каждый мегаватт-час**, или 35-40% прямых выбросов. [18]

Для одного гигаватта мощности, работающего с КИУМ 60%, это означает сокращение порядка **1,1-1,2 млн т CO_2 ежегодно** по сравнению с традиционным паросиловым газовым циклом. Но еще показательнее применить эту разницу к предусмотренному Генсхемой росту газовой выработки: если дополнительные 116,7 ТВт·ч в 2042 году производятся преимущественно современными ПГУ, а не воспроизведением старой паросиловой технологии, Россия не выбрасывает порядка **25-27 млн т CO_2 в год**, которые возникли бы при том же объеме производства электроэнергии на менее эффективном газовом оборудовании. [1; 18]

Это, разумеется, расчетная верхняя величина технологического эффекта, поскольку часть прироста будет обеспечиваться существующими ПГУ и режимы работы станций различаются, однако она хорошо показывает порядок проблемы: **выбор технологии нового газового строительства способен изменить будущие выбросы не на доли миллиона, а на десятки миллионов тонн CO_2 ежегодно**.

Именно поэтому возможное использование китайских газовых турбин в переходный период также следует оценивать не только по проценту локализации. Если ожидание российской ГТЭ-300 означает, что несколько дополнительных лет прирост потребления покрывается паросиловыми блоками с КПД 35-38%, то технологически зрелая китайская F-классная машина способна сократить накопленные выбросы; но если китайское оборудование импортируется без передачи ремонта, производства деталей горячего тракта и сервисной компетенции, Россия рискует через десять-пятнадцать лет воспроизвести сегодняшнюю зависимость от западных OEM. Поэтому главным результатом программы является не просто российское происхождение, а **КПД ПГУ, серийность производства и способность поддерживать этот КПД весь жизненный цикл машины**.

2. Угольная генерация: от сверхкритики к суперсверхкритическим и ультрасверхкритическим параметрам

Угольная генерация представляет другой вариант той же проблемы: Россия умеет производить котлы и паровые турбины, однако значительная часть действующего парка технологически относится к эпохе докритических и традиционных сверхкритических параметров, тогда как Китай за последние два десятилетия превратил суперсверхкритическую и ультрасверхкритическую технологию в массовый стандарт. Поэтому вопрос здесь состоит не в том, сохранится ли уголь в российской электроэнергетике, поскольку Генеральная схема прямо отвечает на него утвердительно, а в том, **сколько угля потребуется сжигать для каждого киловатт-часа той угольной генерации, которая все равно остается в системе**. [3]

В 2023 году российские угольные станции имели около **38,4 ГВт установленной мощности** и произвели 165 ТВт·ч электроэнергии; в 2036 году Генсхема предусматривает практически ту же мощность - 38,6 ГВт - и уже 196,9 ТВт·ч выработки, а к 2042 году мощность снижается лишь до **35,9 ГВт**, а выработка возвращается примерно к 164,3 ТВт·ч. То есть российская траектория совершенно очевидно не является траекторией быстрого отказа от угля; напротив, в течение следующих двух десятилетий старый парк должен в значительной степени заменяться новым, причем ранее рассчитанный объем нового строительства составляет около 11,9 ГВт. [1]

Технологический выбор здесь чрезвычайно важен. Для старого докритического парка характерны КПД порядка 32-35% и удельный расход примерно 350-385 г условного топлива на кВт·ч, традиционная сверхкритика находится примерно в диапазоне 300-323 г, современный ССКП/USC-блок способен опуститься к **270-290 г**, а передовые китайские проекты с параметрами около 35 МПа, 630 °C и двойным промежуточным перегревом уже приближаются к **256-260 г у.т./кВт·ч**. [3]

Эти несколько десятков граммов имеют огромный эффект при большой годовой выработке. Если для новых 11,9 ГВт принять КИУМ примерно 52%, они производят около **54 ТВт·ч ежегодно**. При расходе 323 г у.т./кВт·ч это соответствует прямым выбросам приблизительно 48-49 млн т CO_2, тогда как при 275 г - около 41 млн т, при 270 г - примерно 40,5 млн т, а при 256 г - около 38-39 млн т. [3; 18]

Следовательно, переход от традиционной сверхкритики к российско-китайскому ССКП уровню 275 г позволяет ежегодно не выбрасывать около **7,2 млн т CO_2**, переход к зрелой USC с расходом 270 г - примерно **8 млн т**, а достижение передового уровня 256 г - порядка **10 млн т CO_2 ежегодно**. [3; 18]

Именно поэтому угольное импортозамещение нельзя сводить к способности изготовить котел и турбину. Если полностью отечественная первая серия вынуждена работать при более низкой температуре из-за ограничений по материалам и расходовать 290-300 г у.т./кВт·ч, тогда как российско-китайская комбинация позволяет быстрее выйти на 270-280 г, то вопрос приобретает совершенно конкретное климатическое измерение: несколько лет технологического отставания превращаются в десятки миллионов тонн дополнительных накопленных выбросов.

В предыдущем расчете для периода до 2050 года переход от обычной сверхкритики к российскому ССКП давал около **80 млн т накопленного предотвращенного CO_2**, комбинированный российско-китайский вариант - около **116 млн т**, а зрелая китайская USC - примерно **128 млн т**. Поэтому китайский опыт здесь важен не только как возможный источник оборудования, но и как способ сократить путь от опытного блока к массовой технологии, если одновременно происходит локализация материалов, арматуры, высокотемпературных элементов и инженерных решений. [3; 18]

3. Ветровая энергетика: импортозамещение после технологического разрыва

Ветровая энергетика оказалась после 2022 года почти противоположным солнечной примером, поскольку именно здесь обнаружилось, что высокий процент локализации не всегда означает технологическую автономность. Vestas создала в России достаточно широкую производственную цепочку лопастей, гондол и башен, Siemens Gamesa локализовала часть производства в связке с проектами Enel, однако обе системы оставались технологически связанными с иностранными OEM, поэтому их уход практически остановил дальнейшее развитие этих платформ. Значительно устойчивее оказалась линия Lagerwey, технология которой была глубже передана российскому партнеру и стала основой дальнейшей платформы

«Росатома», однако малая единичная мощность 2.4 мВт сегодня уже является признаком технологической отсталости. [22; 23]

После прекращения производства оборудования Vestas главным новым проектом локализации стала платформа «Форвард Энерго», которая в рамках заключенного с Минпромторгом и Самарской областью СПИК создает в особой экономической зоне Тольятти производство ВЭУ единичной мощностью 6,25 МВт, то есть машин уже совершенно другого класса по сравнению с прежними 2,5-МВт установками «Росатома»; программа предусматривает локализацию лопастей, ступиц, гондол, генераторов, башен и автоматизированных систем управления, а проектная мощность строящегося предприятия составляет до 80 комплектов в год с возможностью последующего увеличения до 100, что соответствует примерно 500 и 625 МВт новых ветроустановок ежегодно. Причем сама новая платформа уже перестала быть только будущим проектом: первые ВЭУ мощностью 6,25 МВт были введены на Новоалексеевской ВЭС в Волгоградской области, а на Красноармейской ВЭС в Саратовской области предусмотрено 33 такие машины, хотя на начальном этапе они еще не являются продукцией полностью развернутого тольяттинского производства. Если сопоставить будущие возможности завода с рабочей траекторией Генеральной схемы, арифметически одной мощности «Форвард Энерго» почти достаточно: рост российского ветропарка примерно с нынешних 3 ГВт до условных 10 ГВт к 2042 году требует чистого добавления около 7 ГВт, то есть в среднем приблизительно 0,44 ГВт в год, тогда как тольяттинский завод способен давать около 0,5 ГВт, а после расширения - 0,625 ГВт. Однако такой расчет оставляет слишком небольшой запас, поскольку с конца 2030-х годов параллельно с новым строительством начинается репауэринг и выбытие Vestas, Siemens Gamesa и первых машин ДПМ ВИЭ, а фактическая загрузка завода никогда не равна стопроцентной расчетной мощности; поэтому планы «Росатома» по переходу на вторую, более мощную платформу становятся фактически необходимой частью выполнения Генсхемы. В Амурской области «Росатом Возобновляемая энергия» уже проектирует сборочное производство гондол и ступиц для новой ВЭУ мощностью 4,5 МВт с программой примерно 72 комплекта в год, или еще около 324 МВт ежегодной мощности, тогда как существующий завод в Волгодонске способен выпускать до 120 комплектов 2,5-МВт машин в год и сохраняет собственную технологическую и сервисную цепочку. Если сложить только две новые платформы - тольяттинскую 6,25 МВт и амурскую 4,5 МВт, - потенциальный годовой выпуск составляет уже порядка 0,82-0,95 ГВт в зависимости от расширения «Форвард Энерго», что не только покрывает среднюю потребность в новом строительстве до 2042 года, но и создает необходимый резерв для одновременного репауэринга первой волны; следовательно, завод «Форвард Энерго» сам по себе способен формально обеспечить чистый прирост, заложенный в нашей сценарной траектории, однако для надежного выполнения Генеральной схемы с учетом возрастного выбытия существующего парка и риска недозагрузки одного производителя вторая локализованная платформа «Росатома» представляется уже не желательной, а практически необходимой. [12; 13]

К середине 2026 года установленная мощность ветровых объектов ДПМ ВИЭ на оптовом рынке достигла **3,005 ГВт**, а только за первое полугодие они произвели около **3,38 ТВт·ч электроэнергии**. Это уже заметный энергетический сектор, однако Генеральная схема требует значительно более крупного масштаба: суммарная установленная мощность ВЭС и СЭС должна увеличиться с 4,7 ГВт в 2023 году до **21,9 ГВт в 2042-м**, а их совместная выработка - с 9 до **47,6 ТВт·ч**. [1; 8]

Ветровая часть этой программы достигает примерно 7 ГВт в середине 2030-х и порядка 10 ГВт к 2042 году, причем это именно сценарное разделение официального объединенного показателя ВЭС+СЭС, а не самостоятельная квота Генсхемы. При КИУМ около 30% один гигаватт ВЭС производит примерно **2,63 ТВт·ч в год**, поэтому при условном замещении

будущей тепловой выработки с углеродоемкостью 350 г CO_2/кВт·ч он предотвращает около **0,92 млн т CO_2 в год**, а при 450-500 г - приблизительно **1,18-1,31 млн т**. [1]

Для нынешних 3 ГВт это означает порядка 3 млн т ежегодного эффекта, а для условных 10 ГВт в 2042 году - примерно **9-13 млн т CO_2 ежегодно**, в зависимости от того, какой тепловой источник пришлось бы использовать при отсутствии ветра.

Однако в растущей энергосистеме правильнее говорить не о закрытии существующих ТЭС, а о **предотвращении строительства и дополнительной загрузки тепловой генерации для покрытия растущего спроса**. В этом смысле каждый дополнительный ветровой мегаватт-час является мегаватт-часом, для которого в будущем не требуется газ или уголь, и соответственно, осутствуют выбросы парниковых газов.

С конца 2030-х годов к этой задаче добавляется старение оборудования первой волны ДПМ ВИЭ, поэтому российская и российско-китайская промышленность должна будет одновременно обеспечивать новый рост и репауэринг Vestas, Siemens Gamesa и ранних LP2. Именно поэтому после 2040 года главным показателем становится уже не валовой ввод ВЭС, а **чистый прирост после выбытий**, поскольку гигаватт нового строительства, который только заменяет гигаватт старого ветропарка, сохраняет существующее сокращение выбросов, но не увеличивает его. [12; 13]

4. Крупные сетевые СЭС: импортозамещение, состоявшееся до 2022 года

Крупная солнечная энергетика представляет наиболее успешный российский пример превентивного импортозамещения, поскольку первая программа ДПМ ВИЭ успела сформировать собственное технологическое ядро еще до санкционного разрыва. В июле 2022 года по механизму ДПМ уже работали **70 крупных СЭС общей мощностью 1 788,3 МВт**, то есть первая солнечная волна была практически завершена именно к моменту наиболее серьезного изменения внешней технологической среды. [9; 23]

Именно поэтому солнечная энергетика не пережила аналога кризиса Vestas и Siemens Gamesa: внутри России существовало производство фотоэлектрических ячеек и модулей, а значит, после 2022 года потребовалось перестраивать отдельные цепочки материалов, силовой электроники и технологического оборудования, но не создавать саму основную технологию заново.

ДПМ ВИЭ 2 уже перешла от плана к реальной генерации: в конце 2024 года были введены первые пять СЭС новой программы общей мощностью **293,6 МВт**, которые должны производить около 470 млн кВт·ч ежегодно и сокращать выбросы примерно на **157,5 тыс. т CO_2 в год**. К середине 2026 года мощность действующих ДПМ-СЭС достигла **2 452,2 МВт**, а их выработка за первое полугодие составила 1,52 ТВт·ч. [8; 10]

Если первая программа при КИУМ около 17% производит порядка 2,66 ТВт·ч в год, ее уже достигнутый эффект составляет приблизительно **0,9-1,3 млн т CO_2 ежегодно** в зависимости от углеродоемкости той генерации, которую пришлось бы использовать без СЭС. Нынешний парк 2,45 ГВт дает уже около **1,3-1,8 млн т**, а при выходе крупных СЭС к 7 ГВт в середине 2030-х годов эффект способен увеличиться примерно до **3,7-5,8 млн т в год**.

При сценарных 8-10 ГВт крупных СЭС в 2042 году речь идет приблизительно о **4,5-8 млн т CO_2 ежегодно**, которых не возникает потому, что соответствующая часть роста потребления покрывается солнечной электроэнергией, а не новым сжиганием газа или угля. [1]

Именно здесь особенно интересен китайский фактор. Китайское оборудование значительно дешевле российского вследствие совершенно иного масштаба промышленности, однако для крупных ДПМ-проектов полный переход на импорт означал бы отказ от технологического

результата первой программы. Поэтому рациональная задача состоит уже не в максимальной изоляции солнечной цепочки, а в таком сочетании собственного производства и дешевых импортных компонентов, которое позволяет сохранить технологическое ядро и одновременно не ограничивать темп строительства.

Климатическая цена задержки здесь легко подсчитывается: каждый год переноса ввода **1 ГВт СЭС** означает недополученные примерно 1,5-1,7 ТВт·ч низкоуглеродной электроэнергии, или приблизительно **0,5-0,8 млн т дополнительного CO_2**, который приходится на тепловую генерацию, вынужденную покрыть тот же спрос.

5. Распределенная энергетика: ГПУ, локальные СЭС и сокращение сетевых потерь

Распределенная генерация отличается от четырех предыдущих направлений прежде всего тем, что она меняет не только технологию генератора, но и саму архитектуру энергоснабжения, поскольку источник оказывается непосредственно возле потребителя, а значит, одновременно появляется возможность повысить КПД малой генерации, использовать тепло, уменьшить сетевые потери и, в случае солнечной генерации, вообще исключить прямое сжигание топлива для части локального потребления.

Мощность этого сектора на начало 2026 года оценивается примерно в **38-39 ГВт**, тогда как темпы нового строительства за последние годы выросли примерно до 1,5-3 ГВт ежегодно; основную часть новых вводов составляет газовая генерация. [14; 17]

Особенно показательно сравнение технологий в диапазоне около 10 МВт. Современная газопоршневая установка с электрическим КПД порядка 48,9% расходует около **251 г у.т./кВт·ч** и дает приблизительно **400 г CO_2/кВт·ч**, малая газовая турбина простого цикла при КПД 35,4% - около 347 г у.т. и **552 г CO_2**, а небольшая конденсационная паросиловая установка - около 546 г у.т. и **868 г CO_2/кВт·ч**. Таким образом, сама замена небольшой ГТУ современной ГПУ уменьшает прямые выбросы примерно на 28%, а замена малой паросиловой установки - более чем наполовину. [17; 18]

Но особенно большим результат становится в когенерации, когда полезно используется тепло двигателя: при общем коэффициенте использования топлива порядка 80-90% локальная ГПУ одновременно замещает электричество из сети и работу отдельной котельной, поэтому совокупная экономия топлива и выбросов по сравнению с раздельным производством электричества и тепла может достигать примерно **20-40%**. [17]

К этому добавляется сетевой эффект. Если считать осторожно, что локальная генерация позволяет избежать 3-6% тех потерь, которые возникали бы при передаче электроэнергии от удаленной станции через сеть, то каждые 100 ТВт·ч локальной выработки уменьшают необходимую валовую централизованную генерацию еще примерно на **3-6 ТВт·ч**, что при углеродоемкости тепловой выработки 350-500 г/кВт·ч соответствует примерно **1-3 млн т CO_2 ежегодно** только за счет сетевого фактора. [15]

Одновременно совершенно новый потенциал возник у малых СЭС. В сентябре 2026 года Правительство установило вместо прежней фактической планки 15 кВт новые пределы выдачи для микрогенерации - **50 кВт для физических лиц и 150 кВт для юридических лиц, индивидуальных предпринимателей и объектов общего имущества многоквартирных домов**. Это принципиально меняет масштаб рынка, поскольку установка на 100-150 кВт уже способна обеспечивать значительную долю дневного потребления небольшого предприятия, магазина, гостиницы, склада или фермерского хозяйства. [16]

СЭС мощностью 150 кВт при КИУМ 15% производит около **197 МВт·ч в год** и предотвращает приблизительно 70-100 т CO_2 при замещении сетевой тепловой генерации; десять тысяч таких

установок означали бы уже 1,5 ГВт мощности и около 2 ТВт·ч локальной солнечной выработки.

Особенно важным становится их использование там, где энергоснабжение серьезно повреждено и требуется быстрое восстановление. Локальная СЭС не заменяет гарантированный резерв, однако в сочетании с батареей, дизельной или газопоршневой установкой позволяет резко уменьшить число часов работы топливного генератора. Если один солнечный мегаватт-час заменяет дизельную выработку, сокращение прямых выбросов достигает примерно **0,7-0,9 т CO_2**, а если газопоршневую - около 0,4 т. Таким образом, быстро развертываемая локальная солнечная генерация оказывается одновременно одним из наиболее эффективных решений по прямой декарбонизации аварийного энергоснабжения.

При этом быстро растущий сектор собственной генерации практически **не** представлен в Генеральной схеме отдельной прогнозной траекторией, хотя его масштабы уже достаточно велики, чтобы влиять на сетевой спрос и потребность в централизованных мощностях. Поэтому для интегральной оценки разумно считать распределенную генерацию дополнительным фактором, способным при дальнейшем росте давать **порядка нескольких миллионов тонн CO_2 ежегодного предотвращенного прироста**, но этот эффект следует оценивать сценарно, поскольку он зависит от доли ГПУ, когенерации, СЭС и фактического сокращения сетевых потерь. [1; 14]

6. Интегральный эффект: сколько дополнительных миллионов тонн CO_2 Россия не выбрасывает благодаря более современной структуре новых мощностей

После рассмотрения пяти направлений становится очевидно, что российскую декарбонизацию до 2042 года нельзя адекватно описывать европейской формулой, согласно которой новые ВЭС и СЭС последовательно вытесняют и закрывают существующие угольные и газовые станции. Генеральная схема предусматривает совершенно другую ситуацию: потребность в электроэнергии увеличивается с фактических **1 149,98 ТВт·ч производства в 2023 году до 1 463,86 ТВт·ч в 2042-м**, то есть примерно на **314 ТВт·ч**, а максимальное потребление мощности растет одновременно почти на 37 ГВт. Поэтому новые атомные блоки, ВЭС, СЭС, ПГУ и угольные станции более высокого технического уровня будут прежде всего совместно покрывать этот огромный прирост, а не бороться между собой за неизменный рынок электроэнергии. [1]

В этом отношении российская траектория действительно напоминает Китай, хотя масштабы различаются радикально. В 2025 году китайский спрос на электроэнергию увеличился на **5,1% и превысил 9 500 ТВт·ч**, однако одновременно Китай ввел около **318 ГВт солнечных и 120 ГВт ветровых мощностей**, тогда как строительство новых угольных блоков также продолжалось и приблизилось к 80 ГВт. При этом угольная выработка в 2025 году сократилась примерно на 1,5% (несмотря на ввод новых энергоблоков на ультрасуперсверхкритике), поскольку быстрый рост ВИЭ, гидро- и атомной генерации перекрыл дополнительный спрос. То есть установленная мощность угольных станций еще растет, поскольку она необходима для надежности и покрытия пиков, но рост электропотребления все в большей степени обеспечивается безуглеродной генерацией. [19; 20]

Именно такой показатель - **не сколько старых ТЭС закрыто, а сколько дополнительных выбросов не возникло при растущем потреблении** - значительно лучше подходит и для России.

Структура прироста между 2023 и 2042 годами особенно показательна. Общая выработка увеличивается примерно на **313,9 ТВт·ч**. Из них атомная генерация добавляет приблизительно 133,1 ТВт·ч, гидроэнергетика - около 16,1 ТВт·ч, ГАЭС - около 5,9 ТВт·ч, ВЭС и СЭС вместе

- **38,6 ТВт·ч**, газовая генерация - около **116,7 ТВт·ч**, тогда как угольная выработка в конечной точке остается практически неизменной, сокращаясь менее чем на 1 ТВт·ч. [1]

Именно это окончательно показывает, что для России вопрос стоит не о массовом вытеснении угля и газа, а о **качестве покрытия прироста**.

Первый эффект - ВЭС и СЭС предотвращают появление дополнительной тепловой выработки

Совместная выработка ВЭС и СЭС возрастает с 9,0 до **47,6 ТВт·ч**, то есть дает дополнительные **38,6 ТВт·ч в год**. Если бы этих новых мощностей не было, при сохранении той же атомной и гидравлической программы этот объем пришлось бы покрывать в основном тепловыми электростанциями. [1]

Если в качестве инерционного варианта принять приблизительное соотношение будущей газовой и угольной генерации 80:20 и традиционные удельные выбросы порядка 0,58 т CO_2/МВт·ч для газового паросилового цикла и около 0,89 т для обычной сверхкритической угольной станции, средняя углеродоемкость такого дополнительного теплового киловатт-часа составляет приблизительно **0,64 кг CO_2/кВт·ч**.

Тогда 38,6 ТВт·ч нового ветра и солнца позволяют не выбрасывать примерно:

38,6 ТВт·ч × 0,64 млн т CO_2/ТВт·ч ≈ 25 млн т CO_2 ежегодно.

Это принципиально иная трактовка, чем «ВЭС и СЭС сократили сегодняшнюю тепловую генерацию на 25 млн т»: тепловая генерация может вообще не уменьшиться, но **без этих ВИЭ она должна была бы вырасти еще сильнее**, и именно эти примерно 25 млн т являются предотвращенным приростом.

Второй эффект - парогазовая технология уменьшает выбросы неизбежного газового прироста

Газовая выработка сама по себе должна увеличиться примерно на **116,7 ТВт·ч**. Если бы этот прирост обеспечивался воспроизведением старого паросилового цикла с удельными выбросами около 0,58 т CO_2/МВт·ч, он дал бы приблизительно 68 млн т CO_2. [1; 18]

При ПГУ с удельными выбросами около 0,35 т/МВт·ч тот же объем электроэнергии дает примерно 41 млн т.

Следовательно, современный парогазовый цикл позволяет не выбрасывать дополнительно порядка:

116,7 × (0,58 - 0,35) ≈ 27 млн т CO_2 в год.

Даже если часть прироста обеспечивается существующими станциями и использовать более осторожный диапазон, речь идет примерно о **20-27 млн т CO_2 ежегодно**, которые не появляются благодаря тому, что растущий газовый сегмент становится технологически более эффективным.

Третий эффект - новая угольная мощность не увеличивает удельные выбросы так сильно, как могла бы

Угольная выработка в 2042 году почти не превышает уровень 2023 года, поэтому здесь климатический эффект возникает не от покрытия общего прироста спроса, а от **замены старого оборудования при сохранении примерно того же объема угольной электроэнергии**.

Если предусмотренные примерно 11,9 ГВт новых угольных мощностей производят около 54 ТВт·ч в год и строятся не на обычной сверхкритике с расходом 323 г у.т./кВт·ч, а на ССКП/USC с 270-275 г, ежегодно не возникает примерно **7-8 млн т CO_2**; если удается приблизиться к китайскому передовому уровню 256 г, эффект возрастает примерно до **10 млн т**. [1; 3; 18]

То есть угольная генерация может практически не сокращаться в абсолютном выражении, но технологическое обновление позволяет ежегодно не выбрасывать **еще 7-10 млн т CO_2**, которые появились бы при простом воспроизводстве прежнего технологического уровня.

Четвертый эффект - распределенная генерация уменьшает необходимую валовую выработку и расход топлива

Распределенная энергетика действует поверх этой структуры и поэтому требует особенно осторожного расчета. Если к середине 2030-х - началу 2040-х годов она даст дополнительно около 10 ГВт эффективной собственной мощности, часть результата возникнет за счет газопоршневой когенерации, часть - за счет локальных СЭС, а часть - за счет уменьшения сетевых потерь.

При условных 50-60 ТВт·ч дополнительной локальной выработки сокращение лишь **3-6% сетевых потерь** способно уменьшить необходимую централизованную генерацию примерно на 1,5-3,5 ТВт·ч, или на **0,5-1,7 млн т CO_2 в год**; когенерационный эффект ГПУ и рост локальных СЭС способны увеличить суммарный результат до ориентировочно **2-5 млн т CO_2 ежегодно**.

Это наиболее неопределенная из пяти величин, поскольку Генеральная схема не содержит самостоятельного прогноза распределенной генерации, однако именно поэтому ее разумнее считать **дополнительным резервом снижения будущих выбросов**, а не уже полностью заложенным эффектом. [1; 14]

Сводный результат

Таким образом, при сравнении с инерционным вариантом, в котором тот же рост электропотребления покрывается при сохранении прежнего технологического уровня, получается следующий порядок предотвращенных выбросов к 2042 году:

Технологический фактор	Предотвращенный прирост CO_2, млн т/год
Дополнительная выработка ВЭС и СЭС	~20-25
ПГУ вместо традиционного газового паросилового прироста	~20-27
ССКП/USC вместо обычной сверхкритики на новых угольных блоках	~7-10
Распределенная генерация, когенерация и снижение сетевых потерь	~2-5
Совокупный порядок эффекта	**~50-65**

Здесь особенно важно, что эти величины уже значительно меньше страдают от двойного счета, чем при прежней логике «каждая новая технология вытесняет существующую ТЭС», поскольку они относятся к разным частям энергетического баланса: ВЭС и СЭС не позволяют возникнуть дополнительной тепловой выработке, ПГУ снижают углеродоемкость фактически возникающего газового прироста, USC уменьшает выбросы обновляемой угольной генерации, а распределенная энергетика уменьшает потери и расход топлива уже на стороне конечного потребителя.

Поэтому центральный количественный вывод можно сформулировать достаточно определенно:

благодаря более современной структуре новых и модернизируемых мощностей Россия к началу 2040-х годов может ежегодно не выбрасывать примерно 50-65 млн т CO_2, которые возникли бы при том же росте электропотребления, если бы дополнительная и заменяемая генерация воспроизводила технологический уровень прежней тепловой энергетики.

Эту величину необходимо сопоставить с самой Генеральной схемой. Согласно документу, к 2042 году тепловые электростанции могут выбрасывать около **652 млн т парниковых газов в год**, причем это на 13,8% больше уровня 2021 года, хотя производство электроэнергии увеличивается на 29%; сама Генсхема прямо объясняет разрыв между этими темпами ростом эффективности использования топлива благодаря ПГУ и увеличением доли низкоуглеродной генерации. [1; 2]

Следовательно, 652 млн т нельзя интерпретировать как доказательство того, что декарбонизации не происходит, поскольку без изменения технологической структуры при том же росте спроса выбросы могли бы быть существенно выше. Наш инженерный расчет показывает порядок величины этого разрыва: **примерно еще 50-65 млн т CO_2 ежегодно**, то есть без рассматриваемых пяти направлений сопоставимый энергетический баланс мог бы давать уже величину порядка **700 млн т и более**.

Это не означает, что из официальных 652 млн т следует механически вычесть 50-65 млн т: часть эффекта ПГУ и ВИЭ уже заложена самой Генеральной схемой, тогда как будущий эффект распределенной генерации, напротив, отражен в ней неполно. Правильная интерпретация другая: **652 млн т - это уже результат более современной структуры электроэнергетики, тогда как технологически инерционный сценарий при том же росте производства мог бы оказаться примерно на 8-10% «углеродоемче» в абсолютных выбросах теплового сектора**.

Именно здесь российская модель становится особенно похожей на китайскую. Китай долгое время одновременно увеличивал ВИЭ и строил новые угольные станции не потому, что эти два процесса взаимно уничтожали друг друга, а потому, что огромный прирост электропотребления требовал и новых безуглеродных источников, и резервной тепловой мощности. В 2025 году этот процесс достиг уже следующей стадии: несмотря на рост спроса на 5,1% и ввод почти 80 ГВт новых угольных мощностей, угольная выработка сократилась примерно на 1,5%, поскольку рост ВИЭ, гидро- и атомной генерации оказался достаточным, чтобы покрыть весь дополнительный спрос. [19; 20]

В России тот же перелом при значительно меньших масштабах ВИЭ, вероятно, произойдет позднее, однако Генеральная схема уже содержит его первые признаки: тепловая установленная мощность в 2042 году остается очень большой, газовая выработка возрастает, угольная практически сохраняется, но доля ТЭС в общей выработке уменьшается с 62,7 до 57,4%, тогда как атомная, гидравлическая, ветровая и солнечная генерация обеспечивают все большую часть прироста. [1]

Поэтому российская декарбонизация до 2042-2050 годов, вероятно, будет происходить не в форме быстрого закрытия газовых и угольных электростанций, а через **последовательное снижение количества CO_2, необходимого для каждого дополнительного киловатт-часа**. Часть прироста потребления вообще не требует топлива благодаря ВЭС и СЭС; газовая часть производится ПГУ вместо старого паросилового цикла; угольная часть постепенно переходит

к ССКП и USC; собственная генерация потребителей уменьшает потери и позволяет использовать когенерацию.

Именно поэтому главным показателем такой политики становится не абсолютное количество построенных мегаватт «зеленой» энергетики и даже не процент российского оборудования, а **разрыв между фактическими выбросами и теми выбросами, которые возникли бы при том же росте экономики и электропотребления без технологического обновления**.

В принятой здесь системе расчетов этот разрыв к началу 2040-х годов составляет порядка **50-65 млн т CO_2 ежегодно**, а поскольку большинство вводимых сегодня электростанций будет работать десятилетиями, накопленный эффект к 2050 году будет измеряться уже **сотнями миллионов тонн CO_2**.

Таким образом, пять рассмотренных направлений - парогазовый цикл, угольная ССКП/USC, ветровая генерация, крупные солнечные станции и распределенная энергетика - образуют не пять конкурирующих способов вытеснить существующую тепловую генерацию, а **пять взаимодополняющих способов сделать неизбежный рост российской электроэнергетики значительно менее углеродоемким**. И именно в этом, вероятно, состоит наиболее реалистическая российская модель декарбонизации на ближайшие два десятилетия: не отказ от роста и не быстрое исчезновение ископаемого топлива, а получение все большего количества электрической энергии при значительно меньшем приросте выбросов, чем потребовал бы прежний технологический уклад.

Литература и источники

1. Правительство Российской Федерации. Распоряжение от 30 декабря 2024 г. № 4153-р «О Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2042 года». URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_495635/

2. АО «СО ЕЭС». Обосновывающие материалы к Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2042 года: оценка воздействия ТЭС на окружающую среду и выбросов парниковых газов. URL: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/future_plan/genshema/public_discussion/2024/genschema_justification_2024_fin.pdf

3. Комиссия Государственного Совета Российской Федерации по направлению «Энергетика». Протокол заседания рабочей группы от 27 июля 2026 г. по вопросам экологической эффективности угольных энергоблоков на суперсверхкритические параметры пара и современных экологических требований. Материал, предоставленный автором.

4. Объединенная двигателестроительная корпорация. «Первая серийная турбина большой мощности ГТД-110М наработала более 12 тысяч часов в составе ТЭС на Юге России». 8 июня 2026 г. URL: https://www.uecrus.com/press/pervaya-seriynaya-turbina-bolshoy-moshchnosti-gtd-110m-narabotala-bolee-12-tysyach-chasov-v-sostave-/

5. АО «Силовые машины». «Силовые машины изготовили газовую турбину ГТЭ-170 обновленной модификации». 30 октября 2026 г. URL: https://power-m.ru/press-center/news/silovye-mashiny-izgotovili-gazovuyu-turbinu-gte-170-obnovlennoy-modifikatsii/

6. АО «Силовые машины». «На Артемовской ТЭЦ-2 установили первую газовую турбину ГТЭ-170». 20 февраля 2026 г. URL: https://power-m.ru/press-center/news/na-artemovskoy-tets-2-ustanovili-pervuyu-gazovuyu-turbinu-gte-170/

7. АО «Силовые машины». «Началась установка газовой турбины ГТЭ-170 на первом энергоблоке Каширской ГРЭС». 1 августа 2025 г.; «Силовые машины изготовили и подготовили к отгрузке инновационную газовую турбину ГТЭ-170 для модернизации Каширской ГРЭС». 3 февраля 2025 г. URL: https://power-m.ru/press-center/news/nachalas-ustanovka-gazovoy-turbiny-gte-170-na-pervom-energobloke-kashirskoy-gres/

8. Ассоциация развития возобновляемой энергетики (АРВЭ). «Статистика ВИЭ». Данные по состоянию на 1 июля 2026 г. URL: https://rreda.ru/industry/statistics/

9. Ассоциация развития возобновляемой энергетики. Годовой отчет о развитии ВИЭ в России за 2022 год. Итоги ДПМ ВИЭ 1.0. URL: https://rreda.ru/upload/iblock/9f5/q1d0jlkcxddzjmlnq8an5i5aqmfplbdc/2022_RREDA_Yearly_Report..pdf

10. Ассоциация развития возобновляемой энергетики. «Первые объекты по ДПМ ВИЭ 2.0 введены в эксплуатацию». 28 декабря 2024 г. URL: https://rreda.ru/news/rreda-news/3187/

11. Ассоциация развития возобновляемой энергетики. «Главные документы отрасли»: ДПМ ВИЭ, СиПР ЭЭС и Генеральная схема до 2042 года. URL: https://rreda.ru/industry/regulations/main-documents/

12. АО «Электронмаш». «Электронмаш поставил НКУ «Ассоль» для нового завода по производству компонентов ветроэнергетических установок в Тольятти». 6 июля 2026 г. URL: https://electronmash.ru/press/news/elektronmash-postavil-nku-assol-dlya-novogo-zavoda-po-proizvodstvu-komponentov-vetroenergeticheskikh-ustanovok-v-tolyatti

13. Ассоциация развития возобновляемой энергетики. «Росатом Возобновляемая энергия построит в Амурской области сборочное производство элементов ветроустановок». 2 сентября 2026 г. URL: https://rreda.ru/news/rreda-news/53539/

14. АО «СО ЕЭС». «Системный оператор опубликовал оперативные данные о работе ЕЭС России в 2025 году». 14 января 2026 г. URL: https://www.so-ups.ru/news/press/press-release-view/news/29416/

15. ПАО «Россети». Годовой отчет за 2023 год. Раздел «Анализ производственных результатов»: отпуск и потери электрической энергии в сетях. URL: https://ar23.rosseti.ru/ru/strategic-report/operating-results/analysis-operating-results

16. Правительство Российской Федерации. Распоряжение от 26 сентября 2026 г. № 2675-р «Об определении предельных значений объема выдачи электрической энергии объектами микрогенерации в электрическую сеть». URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_545322/

17. Зубакин В.А. «Сравнительная углеродная эффективность распределенной генерации на газе». Аналитическая записка, 2026.

18. Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации. Приказ от 27 мая 2022 г. № 371 «Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов». URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_421388/

19. International Energy Agency. Global Energy Review 2026. Electricity demand. URL: https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2026/electricity-demand

20. International Energy Agency. Global Energy Review 2026. Coal. URL: https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2026/coal

21. Правительство Российской Федерации. Распоряжение от 29 октября 2021 г. № 3052-р «Об утверждении Стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года». URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_399657/

22. Развитие ВИЭ в России: технологии и экономика: учебное пособие / под ред. В.А. Зубакина, А.Е. Копылова. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Грифон, 2025. 568 с.

23. Правительство Российской Федерации. Постановление от 28 мая 2013 г. № 449 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности». URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_146916/

Говоря о неопределенностях и исследовательских пробелах, следует отметить необходимость оценки достаточности относительного сокращения углеродного следа энергетики с точки зрения как общего роста потребления в связи с электрификацией промышленности и транспорта, так и запроса на снижение углеродного следа экспортируемой продукции (полимеров, удобрений, металлов и т д). Кроме того, необходимо провести оценку наиболее эффективных технологических траекторий более глубокой декарбонизации за пределами 2030-2035 гг. И, наконец, необходимы оценки экономики развития сетевой инфраструктуры для интеграции более высокой доли возобновляемой энергетики, в том числе на региональной основе и ее эффекты на тарифы

6.4.4 Жилищно-коммунальное хозяйство

Сектор ЖКХ – высокофрагментированная отрасль, большая часть проектов с климатическим эффектом реализуется в рамках государственных программ модернизации и развития территорий.

- Рост доли энергоэффективного строительства и зеленые стандарты многоквартирных домов. По данным Правительства РФ, только за первое полугодие **2026 года** объем ввода многоквартирных домов с классом энергоэффективности «А» и выше вырос на треть (на 33%) по сравнению с аналогичным периодом прошлого года и достиг **8,5 млн кв. метров**. (Правительство РФ, 2026)
- Однако основной потенциал сокращения выбросов ПГ в ЖКХ связан с модернизацией уже существующего жилищного фонда. Потенциал экономии тепла и электроэнергии в секторе может достигать 50–70% от базовых уровней при условии масштабной модернизации. Основными препятствиями являются износ инфраструктуры, нехватка инвестиций в жилищно-коммунальный сектор (ЖКХ) и несовершенство механизмов стимулирования энергосбережения у собственников жилья. (Башмаков, 2016)
- Созданные для преодоления этих препятствий программы, направленные на модернизацию коммунальной инфраструктуры и теплоснабжения, включают широкий спектр мероприятий - реконструирование старых котельных с повышением КПД использования топлива, замена мазута и угля газом, ликвидация теплопотерь в сетях (Фонд Развития Территорий, 2026). В 2022 году по итогам реализации программ модернизации и газификации ЖКХ сокращение объемов эмиссии парниковых газов составило 1,446 млн т CO_2-экв. (А. Сибгатуллин, 2023)

Помимо оптимизации тепло и энергоснабжения, перспективным направлением является использование биогаза, выделяющегося при переработке коммунальных отходов, а также повышение доли перерабатываемых бытовых отходов

В России отмечается повышательная динамика выбросов парниковых газов, связанных с отходами производства и потребления за последние 10 лет на 23,3%, увеличение отмечается и в структуре общих выбросов с 4,8% в 2013 г. до 5,7% в 2023 г. А начиная с 1990 г., несмотря на сокращение численности населения в РФ, выбросы парниковых газов от отходов увеличились более чем на 150% (ТИАР-Центр, 2024).

В настоящее время в РФ 90% бытового мусора отправляется на полигоны, около 3% сжигается с выработкой энергии, до 7% перерабатывается. При этом экономические стимулы для сокращения выбросов в мусорном секторе пока недостаточны. (Ю. Бронская, 2023)

Таблица 6.3 Основные проблеме в сфере утилизации мусора в России и пути решения

Проблема	Пути решения
Недостаточное государственное регулирование в части обработки биоразлагаемых отходов и запрета их захоронения	Совершенствование законодательства в части понятий и инструментов внедрения переработки мусора и вторичного использования сырья
Отсутствие экономических инструментов стимулирования сокращения образования и переработки отходов	Адаптация зарубежных систем поощрения домохозяйств и компаний к раздельному сбору и сортировке ТКО (льготные тарифы на обслуживание по вывозу ТКО; финансовые стимулы для создания технологических цепочек по переработке отходов, стимулирование переработки, а не захоронения
Недостаточное покрытие территории системой сбора и вывоза мусора	Распространение программ ГЧП на создание инфраструктуры; привлечение предприятий ритейла в части введения нормативов по использованию вторичной упаковки.
Пробелы в управлении и недостатки в реализации местных планов и программ управления отходами	Использование передового зарубежного опыта в механизмах стимуляции раздельного сбора мусора, в том числе установка контейнеров разных типов в шаговой доступности, изучение программ поквартирного сбора отходов и анализ возможности внедрения данного опыта в России.
Низкое качество бытового мусора и неразвитость сортировочных программ	Активная работа с населением, путем экономического стимулирования, а также просветительских программ.
Высокие затраты государства на развитие инфраструктуры обращения с ТКО	Активное использование инструментов ГЧП, введение на законодательном уровне формата

	привлечения инвесторов по принципу частной финансовой инициативы (PFI)
Недостаточная готовность и мотивация населения к участию в программах по раздельному сбору мусора.	Просветительская работа с населением, особенно с детьми и молодежью; экономические стимулы.

Источник: (Ю. Бронская, 2023)

Развивается система преобразования отходов в энергию. В Москве работает одна из крупнейших систем метантенков в мире. Они установлены на главных очистных сооружениях города, которые обслуживает АО «Мосводоканал». Биогаз, выделяемый в метантенках, используется на мини-ТЭС, обеспечивая предприятие альтернативной тепловой и электрической энергией. (AEnergy, 2009) Аналогичные системы действуют и в Новосибирске. Госкорпорация Ростех реализует программу «Отходы в энергию», строя заводы в Подмосковье и Татарстане. (Ростех, 2024)

При этом следует отметить, что крайне ограничено государственное стимулирование строительства полностью углероднонейтральных домов и использование ВИЭ для электро- и теплогенерации в индивидуальном жилом строительстве и МКД и общественных зданиях. Развитие микрогенерации стимулируется в 2021 как способ преодоления энергодефицита (Тыбинь, 2025), однако ограничено небольшой предельной величиной выдачи объектом микрогенерации мощности в сеть (15 кВт), действующими механизмами сальдирования, особенностями тарифообразования, параметрами технологического присоединения, уровнем региональной инфраструктурной обеспеченности, доступностью оборудования и развитием цифровых механизмов учета и расчетов (Мокрышев, 2026 №3).

6.4.5 Строительство

Строительный сектор представляет особый интерес с точки зрения низкоуглеродного перехода, поскольку здесь соединяются технологические, энергетические, градостроительные, инвестиционные и финансовые решения. Российская практика позволяет выделить несколько различных механизмов такого перехода.

Четыре показательных примера — СберСити, Центр устойчивого развития промышленности Минпромторга России, ДОМ.РФ и ЦЕМЕНТУМ — демонстрируют четыре взаимодополняющие модели: системную территориальную интеграцию низкоуглеродных технологий, экспериментально-исследовательскую апробацию инженерных решений, финансово-институциональное масштабирование и декарбонизацию строительных материалов массового применения.

1. СберСити: декарбонизация как элемент городского продукта

СберСити представляет особенно интересный пример низкоуглеродного развития, поскольку объектом управления становится не только отдельное здание, но и городская территория в целом.

Проект площадью 461 га сочетает жилую, деловую, общественную и социальную инфраструктуру. Значительная часть территории отведена под озеленение, предусмотрена развитая велосипедная и пешеходная инфраструктура. Градостроительная концепция ориентирована на доступность основных функций в пределах района и соответствует принципам компактного «15-минутного города». [СберСити] Однако с точки зрения низкоуглеродного перехода наиболее интересна инженерно-энергетическая модель СберСити.

Инженерная модель низкоуглеродного района

Принципиальной особенностью СберСити является подход к энергоснабжению зданий не как к совокупности изолированных инженерных систем отдельных объектов, а как к элементам общей энергетической инфраструктуры территории. Одним из инструментов является **цифровое энергомоделирование объектов**. На его основе рассчитывается потребность зданий в тепле, холоде и электроэнергии в реальных условиях эксплуатации. Это создает возможность более обоснованно определять расчетные нагрузки и выбирать мощности инженерного оборудования. [СберСити, РБК Недвижимость, А.Лихачев. 24.06.2024] Таким образом, снижение энергопотребления и связанного с ним углеродного следа начинается еще на стадии проектирования — при формировании энергетической концепции объекта. Вторым принципиальным решением является использование **распределенных энергоцентров**. Вместо традиционной модели с одной крупной районной котельной производство тепла и холода приближается к потребителю и распределяется между группами зданий. Это позволяет сократить протяженность магистральных инженерных коммуникаций и перейти к более гибкой структуре энергоснабжения. [СберСити, РБК Недвижимость, А.Лихачев. 24.06.2024] Такой подход представляет интерес не только как средство повышения энергетической эффективности, но и как изменение архитектуры городской энергетической системы — движение от жестко централизованной к более распределенной модели. В проекте предусматривается также централизованное холодоснабжение зданий, благодаря чему холод наряду с теплом и электроэнергией становится управляемым энергетическим ресурсом территории. [РБК Недвижимость, А.Лихачев. 24.06.2024]

Цифровое управление энергетическим балансом

Следующий уровень — цифровое управление производством и потреблением энергии. Официальные материалы СберСити выделяют программно-технический комплекс Центра энергоменеджмента территории (ЦЭТ), систему «Андромеда», цифровое энергомоделирование, комплексное проектирование энергоцентров, «умную квартиру» и BIM среди ключевых технологий проекта. [СберСити] В результате создаются предпосылки для формирования обратной связи между потребителем, зданием и энергетической инфраструктурой.С инженерной точки зрения это можно представить как последовательность:

регулирование оборудования → управление зданием → управление группой зданий → управление энергетическим балансом территории.

Это принципиальное отличие от традиционного подхода, при котором каждая инженерная система оптимизируется преимущественно самостоятельно.

ВИЭ и новые энергетические технологии

В технологической концепции СберСити рассматриваются также элементы распределенной генерации и другие инновационные энергетические решения.

В отдельных объектах предусматривается интеграция фотоэлектрических элементов в ограждающие конструкции зданий; демонстрировались решения с использованием накопителей электроэнергии и тепловых насосов. [РБК Недвижимость, А.Лихачев. 24.06.2024, Материалы СберСити]

Однако эти технологии корректнее рассматривать как элементы развивающейся технологической инфраструктуры СберСити, а не как базовую схему энергоснабжения всей территории.

Основными системными особенностями проекта остаются **энергомоделирование, распределенные энергоцентры, управление производством и потреблением энергии и цифровая интеграция инженерной инфраструктуры.**

Цифровизация как инструмент декарбонизации

BIM и другие цифровые инструменты применяются уже на стадии проектирования и позволяют увязывать архитектурные, конструктивные и инженерные решения. [СберСити]

После ввода объектов в эксплуатацию цифровая инфраструктура становится инструментом управления ресурсопотреблением.

Система «умной квартиры», автоматизация зданий и управление инфраструктурой района создают предпосылки для перехода от традиционной автоматизации отдельных инженерных систем к управлению спросом на энергетические ресурсы.

С точки зрения декарбонизации это принципиально важно: снижение потребления энергии может достигаться не только повышением КПД отдельного оборудования, но и сокращением избыточного производства и потребления энергии.

Обращение с отходами как часть городской инженерной инфраструктуры

В инженерную концепцию района включена новая система обращения с коммунальными отходами.

Предусматриваются кухонные измельчители пищевых отходов и автоматизированное вакуумное мусороудаление. Отходы перемещаются по подземной трубопроводной системе к централизованным пунктам сбора, что позволяет сократить движение специализированного транспорта внутри жилой территории. [РБК Недвижимость, А. Лихачев. 24.06.2024]

Тем самым обращение с отходами становится частью общей инженерной инфраструктуры района.

Климатические проекты СберСити

Особое значение имеет переход от декларации энергоэффективности к **количественной оценке предотвращенных выбросов парниковых газов**.

В 2025 году АО СЗ «Рублево-Архангельское» зарегистрировало в Российском реестре углеродных единиц три климатических проекта, объединяющих инженерные решения по энергоснабжению и ответственному энергопотреблению СберСити. Они стали первыми зарегистрированными в России климатическими проектами в строительной сфере. [ТАСС, 21.05.2025; Российский реестр углеродных единиц; Carbon Planform]

Проекты относятся к очередям комплексной застройки 1–4, 5–8 и 9–12. Планируемое сокращение выбросов составляет соответственно **306 193, 661 773 и 466 685 т CO_2-экв.** [Российский реестр углеродных единиц; Carbon Planform]

Совокупный ожидаемый эффект трех проектов превышает **1,4 млн т CO_2-экв.** [ТАСС, 21.05.2025; Российский реестр углеродных единиц; Carbon Planform]

Тем самым энергетическая эффективность превращается не только в техническую характеристику недвижимости, но и в **измеряемый и верифицируемый климатический результат**.

Кроме того, при строительстве штаб-квартиры Сбера в смарт-районе "СберСити" реализовано снижение углеродного следа строящегося здания за счет применения «зеленого» бетона, который произведен на энергоэффективном оборудовании из низкоуглеродных цементов ЦЕМ

II/А-И 42.5Н и ЦЕМ II/А-И 42.5Б Ферзиковского и Щуровского заводов, а также с существенной долей щебня из дробленого бетона. Совокупное снижение выбросов CO2 составило 45-47% от уровня конструкции из традиционного бетона, что обеспечило сокращение углеродного следа по всему проекту около 450 тыс. тонн CO2. Таким образом, низкоуглеродные технические решения и материалы интегрируются в общую систему трансформации традиционной стройки (https://tass.ru/ekonomika/27856527).

От «зеленого здания» к низкоуглеродной городской системе

Именно инженерная модель делает СберСити показательным примером нового этапа низкоуглеродного развития.

Традиционный подход ориентирован прежде всего на оптимизацию отдельных объектов и систем.

В СберСити формируется иная логика: **энергомоделирование → здание → группа зданий → энергоцентр → Центр энергоменеджмента → энергетический баланс территории.**

Таким образом, единицей энергетической и климатической оптимизации становится не только отдельное оборудование или здание, а **городская территория как энергетическая система**.

Поэтому СберСити можно рассматривать как пример трансформационного подхода к низкоуглеродному развитию.

Энергетические и экологические характеристики становятся частью потребительских свойств недвижимости — качества микроклимата, надежности инженерных систем, эксплуатационных расходов и качества городской среды.

Тем самым создаются предпосылки для формирования **низкоуглеродного бренда недвижимости**, при котором климатические характеристики становятся частью самого продукта.

2. Центр устойчивого развития промышленности: здание как лаборатория низкоуглеродных технологий

Центр устойчивого развития промышленности Минпромторга России в Мытищах представляет другой тип проекта.

Если СберСити демонстрирует системную интеграцию инженерных решений в масштабе новой городской территории, то Центр показывает возможности **глубокой энергетической модернизации существующего здания**.

Пятиэтажное здание площадью более 6000 м² было построено в 1980-е годы. Его реконструкция началась в 2023 году и предусматривала внедрение современных энергосберегающих инженерных технологий. В настоящее время реконструкция завершена. Само здание стало одновременно эксплуатируемым объектом, научно-исследовательским стендом и демонстрационной площадкой. [АНО «Институт ресурсной эффективности»]

Геотермальная энергия и тепловые насосы

Ключевым решением стало использование низкопотенциальной энергии грунта для отопления и охлаждения здания. Геотермальное поле включает **95 скважин глубиной более 40 м**. На этой глубине температура грунта в течение года составляет около +8 °C. Скважины объединены в четыре коллектора; рабочей жидкостью служит гликолевый раствор. [АНО «Институт ресурсной эффективности»] Основой системы отопления является теплонасосная установка, состоящая из **трех пар геотермальных тепловых насосов типа «грунт–вода»**. Тепловые насосы извлекают низкопотенциальное тепло грунта и обеспечивают его использование

системой отопления здания. При экстремально низких температурах и пиковых нагрузках городская тепловая сеть может использоваться как резервный источник. [АНО «Институт ресурсной эффективности»] Инженерную схему можно представить следующим образом: **геотермальное поле → тепловые насосы → низкотемпературная система отопления → городская тепловая сеть как резерв.** Принципиальным здесь является замещение части потребления традиционных энергетических ресурсов энергией грунта.

Отопление и пассивное охлаждение

Геотермальное поле используется круглогодично. В отопительный период грунт является источником тепла. В летний период охлажденный за зиму геотермальный контур используется для охлаждения воды системы здания. Особенно интересно, что летом теплоноситель может проходить через теплообменник **минуя тепловые насосы**. Компрессорный цикл при этом не используется. [АНО «Институт ресурсной эффективности»] Фактически реализуется режим свободного, или пассивного, охлаждения, позволяющий существенно уменьшить потребность в электроэнергии по сравнению с традиционным компрессорным охлаждением.

Низкотемпературное отопление и высокотемпературное охлаждение

В помещениях применяются **капиллярные тепловые маты**, встроенные в потолочные конструкции. В отопительный период температура воды составляет около **35 °C**, а летом для охлаждения используется вода температурой порядка **14 °C**. [АНО «Институт ресурсной эффективности»] Такие параметры хорошо согласуются с теплонасосной технологией: относительно низкая температура подачи в режиме отопления способствует повышению эффективности теплового насоса. Системная логика решения выглядит следующим образом: **низкопотенциальная энергия грунта → тепловой насос → низкотемпературный теплоноситель → лучистое отопление и охлаждение помещений.** Таким образом, эффективность достигается не применением одной инновационной технологии, а **согласованием характеристик источника энергии, теплового насоса и системы теплоотдачи помещения**.

Солнечная энергия для горячего водоснабжения

На кровле здания установлены солнечные гелиоколлекторы. Они используются для приготовления горячей воды. Солнечная энергия нагревает циркулирующий теплоноситель, который через теплообменник передает тепло воде системы ГВС. При избытке полученного тепла оно может направляться в систему ото пления; при недостатке солнечной энергии используется городская тепловая сеть. [АНО «Институт ресурсной эффективности»] Это еще один пример гибридной инженерной системы, в которой разные источники энергии используются в наиболее подходящих для них температурных режимах.

Интеллектуальное управление

Все основные инженерные системы объединены **цифровой системой мониторинга и управления SCADA**. В режиме реального времени контролируются температура, влажность, концентрация CO_2, энергопотребление и параметры работы оборудования. Система автоматически регулирует отопление, охлаждение, вентиляцию и распределение тепловой энергии в зависимости от условий эксплуатации. [АНО «Институт ресурсной эффективности»] Используются также инструменты предиктивной аналитики, позволяющие прогнозировать нагрузку оборудования, выявлять отклонения и заранее предупреждать о возможных неисправностях. [АНО «Институт ресурсной эффективности»] Таким образом, цифровизация выполняет две функции:

- энергетическую — оптимизация потребления ресурсов;

- эксплуатационную — повышение надежности и переход к прогнозному техническому обслуживанию.
- Здание как научно-исследовательский стенд

Наиболее важной особенностью Центра является его исследовательская функция. Инженерная инфраструктура оснащена системой датчиков и мониторинга, позволяющей изучать работу оборудования непосредственно в условиях эксплуатации. Одной из заявленных задач является получение практического подтверждения возможности использования теплонасосных установок для отопления объектов площадью более 6000 м². Предусматривается проведение исследований совместно с профильными вузами, использование объекта магистрантами и аспирантами, а также развитие компетенций и сервисов, связанных с альтернативными энергетическими системами. [АНО «Институт ресурсной эффективности»] Поэтому Центр следует рассматривать не просто как энергоэффективное здание, а как **экспериментально-исследовательскую инфраструктуру низкоуглеродного перехода**. При этом важно отметить, что опубликованные материалы Центра пока не содержат количественной оценки фактического сокращения выбросов парниковых газов. Поэтому климатический эффект проекта требует дальнейшей оценки на основе эксплуатационного энергопотребления и соответствующих коэффициентов выбросов.

3. ДОМ.РФ: декарбонизация через финансовую инфраструктуру рынка недвижимости

ДОМ.РФ представляет третий механизм воздействия на низкоуглеродный переход.Если СберСити демонстрирует технологическую интеграцию в масштабе территории, а Центр устойчивого развития промышленности — апробацию инженерных технологий в реальной эксплуатации, то значение ДОМ.РФ заключается в возможности **масштабировать устойчивые решения через финансовые инструменты, стандарты и управление рисками**.

Особенно отчетливо эта модель проявляется в деятельности Банка ДОМ.РФ.

Интеграция ESG-рисков в управление

Банк ДОМ.РФ интегрировал ESG-риски в свою риск-политику как отдельную группу.

Выделяются пять видов ESG-рисков:

- физические климатические риски;
- переходные климатические риски;
- экологические риски;
- социальные риски;
- риски корпоративного управления. [«Эксперт РА», 14.08.2025]

Управление ими интегрировано в общую систему риск-менеджмента. Вопросы устойчивого развития рассматриваются Комитетом по рискам и Бюджетным комитетом при Правлении; в Банке действует отдельное структурное подразделение «Устойчивое развитие». [«Эксперт РА», 14.08.2025]

Особенно существенно, что принципы устойчивого развития непосредственно включаются в процесс финансирования.

В процессе предоставления финансирования Банк учитывает риски устойчивого развития. Кредитные договоры и договоры займа предусматривают обязательные экологические

требования к заемщикам, а финансируемые проекты проходят регулярный мониторинг соблюдения экологических норм. [«Эксперт РА», 14.08.2025]

Это означает переход от ESG как элемента отчетности к **встраиванию экологических и климатических факторов непосредственно в финансовые решения**.

Зеленое финансирование как механизм изменения строительного рынка

Принципиальное значение модели ДОМ.РФ заключается в возможности превратить экологические требования из добровольной инициативы отдельного девелопера в параметр инвестиционного и финансового решения.

По оценке «Эксперт РА», на конец 2024 года доля «зеленых» кредитов составляла **28% корпоративного кредитного портфеля Банка ДОМ.РФ**. В 2024 году Банк также организовал первый в России выпуск цифровых финансовых активов устойчивого развития объемом 1 млрд руб. [«Эксперт РА», 14.08.2025]

Банк разработал Концепцию инструментов финансирования устойчивого развития. В 2025 году АКРА подтвердила ее соответствие принципам зеленых и социальных облигаций ICMA, принципам зеленых и социальных кредитов APLMA, LMA и LSTA, а также национальным стандартам ESG-финансирования. [Банк ДОМ.РФ, 24.09.2025]

В 2025 году Банк продолжил наращивать объем таких инструментов. По данным его годового отчета, **33% размещенных на российском рынке облигаций в формате устойчивого развития были организованы Банком ДОМ.РФ**. [Банк ДОМ.РФ, Годовой отчет за 2025]

В результате формируется экономическая цепочка:

«зеленые» характеристики объекта → снижение ресурсопотребления и части эксплуатационных и климатических рисков → соответствие критериям устойчивого финансирования → доступ к соответствующим финансовым инструментам → экономические стимулы для девелопера → масштабирование энергоэффективного и низкоуглеродного строительства.

Отдельный инновационный объект способен продемонстрировать технологию. Финансовая система способна создать условия для ее широкого распространения.

4. ЦЕМЕНТУМ: декарбонизация как атрибут строительной продукции массового применения

ЦЕМЕНТУМ представляет четвертый механизм низкоуглеродной трансформации строительства — снижение углеродного следа массовых строительных материалов и связанных с ними производственных и строительных процессов. В отличие от проектов, где декарбонизация достигается преимущественно за счет инженерных систем здания или территории, здесь воздействие начинается на более ранней стадии жизненного цикла объекта — при производстве цемента, выборе сырья и организации строительных технологий.

Для цементной промышленности это особенно существенно, поскольку значительная часть выбросов CO_2 связана с производством клинкера и топливно-энергетическими затратами при его обжиге. Поэтому стратегия снижения углеродного следа строится одновременно по нескольким направлениям: уменьшение клинкер-фактора, использование минеральных добавок и вторичных ресурсов, замещение части традиционного топлива альтернативным, повышение эффективности производственных процессов и развитие менее материалоемких технологий строительства. [Цементум, 2019-2025; Цементум, Экономика замкнутого цикла; Цементум, 2022; Цементум Материалы по технологиям…; Цементум, 2026]

Снижение клинкер-фактора и развитие добавочных цементов

Одним из наиболее прямых способов снижения углеродного следа цемента является уменьшение доли клинкера в готовом продукте при сохранении требуемых эксплуатационных характеристик. Для этого используются минеральные компоненты, в том числе доменные шлаки, золы-уноса и другие материалы техногенного происхождения. Их вовлечение одновременно сокращает потребность в первичном сырье и создает механизм промышленного симбиоза между цементной промышленностью, энергетикой и металлургией. [Цементум, 2019-2025; Цементум, Экономика замкнутого цикла;]

Показательным примером продуктовой декарбонизации является облегченный тампонажный цемент ПЦТ-III-Об5-50, производство которого было начато в Вольске. По данным компании, специально разработанная рецептура позволяет до 30% уменьшить потребление клинкера при приготовлении цементных растворов низкой плотности. [Цементум, 2022]

Перспективным направлением является технология раздельного помола, при которой клинкер и минеральные компоненты измельчаются отдельно, а затем смешиваются в расчетных пропорциях. Такой подход позволяет точнее управлять гранулометрическим составом компонентов и эффективнее использовать минеральные добавки. В 2026 году ЦЕМЕНТУМ сообщил о планах запуска линии раздельного помола на Щуровском цементном заводе. Поэтому эту технологию корректнее рассматривать как ближайшее направление развития, а не как уже полностью реализованный производственный результат. [Цементум, Экономика замкнутого цикла; Цементум, 2026]

Альтернативное топливо и экономика замкнутого цикла

Еще одно направление связано с частичным замещением природного газа альтернативным топливом, производимым из неперерабатываемых остатков сортировки коммунальных отходов и других подготовленных отходов. Высокотемпературный процесс в цементной печи позволяет использовать теплотворную способность органической части, а минеральную составляющую вовлекать в клинкер. Тем самым одна технологическая цепочка одновременно способствует снижению потребления ископаемого топлива и вовлечению отходов в хозяйственный оборот. [Цементум, 2019-2015; Цементум, Экономика замкнутого цикла]

По данным ЦЕМЕНТУМ, компания развивает эту практику в рамках стратегии экономики замкнутого цикла и ведет системный учет использования вторичного сырья. В сочетании с применением побочных продуктов металлургии и энергетики это формирует модель промышленного симбиоза, в которой отходы и побочные продукты одних производств становятся ресурсами для другого. [Цементум, Экономика замкнутого цикла]

Ресурсосберегающие технологии непосредственно на стройплощадке

Особенность модели ЦЕМЕНТУМ состоит в том, что декарбонизация не ограничивается производством цемента. Компания развивает технологии, позволяющие уменьшать материалоемкость и транспортную составляющую строительных работ.

При холодной регенерации конструктивные слои существующей дорожной одежды измельчаются непосредственно на месте, смешиваются с минеральным вяжущим и повторно используются при устройстве основания дороги. Это сокращает потребность в демонтаже и вывозе старого материала, а также в завозе части новых инертных материалов. [Цементум Материалы по технологиям…]

Сходная логика реализуется при укреплении грунтов комплексными минеральными вяжущими DOROMIX. Использование местного грунта как конструкционного материала позволяет уменьшать объемы завозного песка и щебня и, следовательно, связанные с их

добычей и транспортировкой материальные и энергетические затраты. [Цементум Материалы по технологиям…]

От продукта к углеродному следу здания

Наиболее важный эффект этой модели проявляется при включении низкоуглеродных материалов в реальные строительные проекты. Показателен пример строительства штаб-квартиры Сбера в СберСити, где применялся бетон на основе низкоуглеродных цементов и вторичного щебня. Этот пример связывает продуктовую декарбонизацию строительного материала с территориальной моделью низкоуглеродного развития и показывает, что рассматриваемые механизмы могут работать не изолированно, а в единой цепочке создания объекта.

По данным ЦЕМЕНТУМ, за период 2019–2025 годов углеродный след выпускаемого цемента был снижен на 6%. [Цементум, 2019-2025] Этот показатель характеризует изменение производственного портфеля компании и поэтому особенно важен с точки зрения масштабирования низкоуглеродных решений.

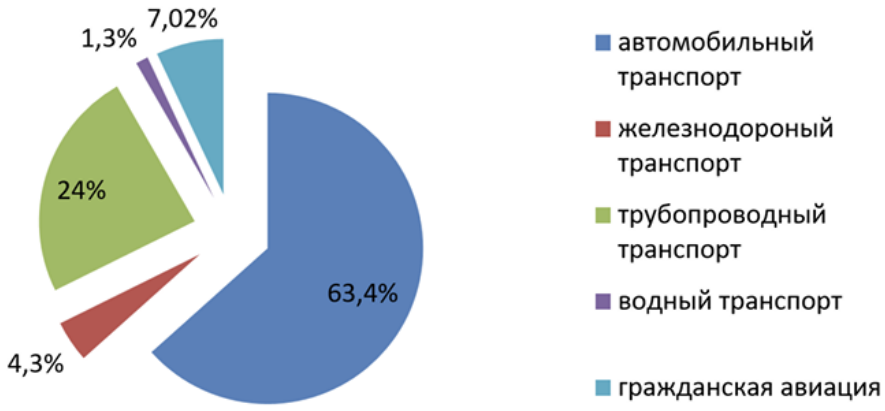
Таким образом, модель ЦЕМЕНТУМ можно определить как продуктово-технологическую. Ее объектом является массовый строительный материал и связанная с ним производственно-строительная цепочка. Если энергоэффективное здание снижает выбросы на стадии эксплуатации, то низкоуглеродный цемент и ресурсосберегающие строительные технологии позволяют воздействовать на углеродный след уже на стадиях производства материалов и строительства.

6.4.6 Транспорт

Декарбонизация транспорта в России носит прагматичный характер: компании делают ставку на газомоторное топливо, электрификацию железнодорожного транспорта и повышение энергоэффективности, тогда как переход на электромобили и водород сдерживается отсутствием собственного технологического задела.

Основным эмитентом парниковых газов в транспортном секторе РФ является автотранспорт (см. Рис. __).

Рисунок 6.5 Структура выбросов ПГ в транспортной отрасли РФ за 2020 г



Источник: Аликберова Т.Т., Белик И.С., Стародубец Н.В. Адаптация транспортного сектора к процессам декарбонизации в России Международный научно-исследовательский журнал, №8(134). С. 1-16. (год публикации - 2023) (Аликберова Т.Т., 2023)

Российский железнодорожный транспорт

ОАО «РЖД» - крупнейший в мире оператор железнодорожной инфраструктуры - демонстрирует последовательное снижение удельных выбросов на единицу транспортной работы: с 77,9 кг CO_2-экв. на 10 тыс. т/км в 2019 г. до 76,43 кг CO_2-экв. в 2024 г. (снижение на 1,9% за пятилетие), при этом свыше 51% эксплуатационной длины сети электрифицировано, что является одним из ключевых факторов относительно низкой углеродоёмкости. Сопоставление удельных выбросов ПГ на единицу приведённой работы с показателями ведущих мировых железнодорожных компаний (немецкой Deutsche Bahn, индийских и японских операторов и др.), выполненное Школой управления СКОЛКОВО на основе аналитики ИПЕМ, показывает, что российская компания выглядит достаточно конкурентоспособно по сравнению с крупнейшими зарубежными игроками - во многом за счёт высокой степени электрификации и больших объёмов перевозок массовых грузов, снижающих удельный показатель. (Пердеро А., 2023)

Морской транспорт

Для сопоставления углеродоёмкости судоходных компаний используется индекс операционной эффективности EEOI (Energy Efficiency Operational Indicator). Сравнение EEOI ПАО «Совкомфлот» с показателями крупнейших мировых операторов танкерного и балкерного флота (данные годовых отчётов компаний за 2020 г.) также демонстрирует конкурентоспособность российского перевозчика: переход на СПГ в качестве судового топлива позволяет «Совкомфлоту» сокращать выбросы CO_2 до 30% по сравнению с традиционным топливом, а эффективность двигателей при этом возрастает на 20%. К 2025 г. компания планировала довести долю судов, работающих на СПГ, до уровня свыше 40 судов флота (против 16% судов в 2020 г.).

Автомобильный транспорт

По уровню внедрения электромобилей Россия существенно отстаёт от стран-лидеров: если в Норвегии, Нидерландах и Швеции доля электромобилей в автопарке превышает 1% (а в Норвегии - 6,4%), то в России, по данным аналитического агентства «Автостат», парк электромобилей в середине 2018 г. составлял порядка 2530 ед. - величина на порядки меньшая, чем в странах-лидерах и даже чем темпы роста китайского и европейского парков (годовой прирост мирового парка электромобилей в 2017 г. составил 57%). Более поздние оценки (сценарное моделирование Уральского федерального университета) показывают, что структура российского автопарка по типам энергоустановок по состоянию на 2020 г. практически полностью представлена традиционными ДВС: доля электропривода в парке легковых автомобилей составляла лишь около 1%, у грузовых - менее 0,01%. Соответственно, удельная углеродоёмкость российского автопарка на сегодняшний день определяется прежде всего структурой видов топлива (бензин/дизель/газ), а не долей электротранспорта, что отличает ситуацию от европейского и китайского рынков, где электрификация уже заметно влияет на средний удельный показатель выбросов на пассажиро- или тонно-километр.

Цифровые мобильные платформы

Отдельным и относительно новым объектом сравнения углеродоёмкости выступают агрегаторы такси и логистические платформы, всё активнее раскрывающие удельные показатели выбросов на пассажиро- или тонно-километр. Так, «Яндекс» ежегодно с 2017 г. рассчитывает удельный углеродный след сервиса такси «Яндекс Go» (отношение объёма выбросов ПГ автомобиля-партнёра за время активности в сервисе к пассажирскому пробегу): в 2024 г. показатель составил 275 г CO_2-экв. на пассажиро-километр в Москве и 291 г CO_2-экв. в Санкт-Петербурге, при этом с 2017 г. удельный углеродный след для поездок в Москве

снизился на 13%, в Санкт-Петербурге - на 18%, в среднем по другим исследуемым городам России - на 21%. Доля «полезных пробегов» (пробег с пассажиром к общему активному пробегу) в 2024 г. достигла 80-81% практически во всех охваченных городах. Подобные метрики позволяют выстраивать сопоставление углеродоёмкости цифровых мобильных сервисов между собой и с традиционными формами частных перевозок, однако единой международной методики бенчмаркинга агрегаторов такси пока не сложилось, и раскрытие таких показателей остаётся добровольной инициативой отдельных компаний.

Авиация

В авиационном сегменте ключевым индикатором углеродоёмкости продукции становится доля устойчивого авиационного топлива (SAF). По состоянию на 2024 г. цена SAF в 2-5 раз превышает цену обычного авиакеросина, а глобальный объём производства SAF (0,5-0,6 млн т в 2023 г.) составляет менее 0,1% мирового потребления авиатоплива. В России производство SAF находится на начальной стадии: в 2023 г. «Роснефть» и Газпромнефть сообщили о создании опытного образца авиационного биотоплива из растительного сырья, однако промышленное производство пока не налажено, что делает прямое сопоставление углеродоёмкости топливного баланса российских и ведущих зарубежных авиакомпаний (для которых закупка SAF уже отражается в отчётности, например у Finnair) на сегодняшний день затруднительным, однако начавшиеся разработки опытного образца топлива говорят о начале пути развития в направлении снижения выбросов в авиации.

Альтернативные виды топлива

Наиболее часто упоминаемым после электрификации методом декарбонизации в стратегиях как российских, так и зарубежных компаний выступает переход на альтернативные виды топлива - прежде всего метан/СПГ, а также водород и биотоплива. Отдельного внимания заслуживает динамика перевода автотранспорта на газомоторное топливо (КПГ/СПГ) - приоритетное направление, последовательно продвигаемое Газпромом и государственной программой субсидирования с 2012 г. Несмотря на создание избыточной заправочной инфраструктуры (свыше 950 АГНКС на середину 2024 г. при 40% мировых запасов метана, сосредоточенных в России), доля газомоторного транспорта в структуре российского автопарка остаётся на уровне около 2%. В 2025 г. обозначился тревожный тренд: Минфин секвестировал бюджет программы развития инфраструктуры АГНКС (Автомобильная газонаполнительная компрессорная станция), а “Газпром газомоторное топливо” начал массово закрывать нерентабельные станции из-за недостаточного спроса - при целевом ориентире компании нарастить газифицированный парк минимум до 280 тыс. машин для окупаемости уже построенной сети. Это иллюстрирует общий для российского автотранспорта разрыв между технологическим/инфраструктурным потенциалом альтернативных топлив и фактической экономикой перехода на стороне парка транспортных средств - контраст с более последовательным переводом на СПГ локомотивов и котельных ОАО “РЖД”.

Схожая логика прослеживается и в сегменте городского электротранспорта. После рекордных закупок 2023-2024 гг. рынок трамваев и троллейбусов в 2025 г. резко сократился (поставки трамваев -25,5%, троллейбусов - в 2,6 раза) на фоне завершения основных федеральных программ субсидирования, а производство электробусов упало на 50% - практически весь выпущенный объём (около 500 ед.) ушёл в Москву, тогда как остальные регионы электробусы в значимом объёме не закупают. Причина - экономика полного жизненного цикла: электробус (~50 млн руб., требует дорогостоящей ультрабыстрой зарядной инфраструктуры) оказывается дороже на горизонте эксплуатации, чем троллейбус (~25-30 млн руб., срок службы 20-25 лет против ~8 лет у электробуса). В результате ряд регионов и отраслевых аналитиков (Strategy Partners, Российская академия транспорта) смещают акцент декарбонизации городского

транспорта не в сторону электробусов, а в сторону сохранения и расширения троллейбусной контактной сети, где Россия сохраняет позицию мирового лидера по числу машин.

Для морского транспорта переход на дизельное топливо с низким содержанием серы (VLSFO) фактически стал вынужденной нормой в связи с регулированием ИМО по выбросам серы; параллельно развиваются испытания биотоплива (BP и Maersk Tankers, 2019 г.) и био-СПГ (CMA CGM и Shell, 2021 г., бункеровка в Роттердаме). В российском железнодорожном секторе накоплен уникальный опыт эксплуатации локомотивов на СПГ (магистральный газотурбовоз ГТ1-001/ГТ1h-001 - 2007-2012 гг., грузовой газотурбовоз ГТ1h-002 - 2013 г., газопоршневой тепловоз ТЭМ19-001 - 2013-2016 гг., маневровый газопоршневой локомотив ТЭМГ1 - сертифицирован в 2022 г.); использование СПГ позволяет сокращать выбросы CO_2 до 40% и экономить до 50% затрат на топливо по сравнению с традиционным дизельным тепловозом. Ключевыми сдерживающими факторами перехода на газомоторное топливо на железнодорожном и водном транспорте России остаются недостаточное финансирование НИОКР, отсутствие нормативных требований к экологичности подвижного состава, дефицит заправочной инфраструктуры и подготовленных кадров.

Энергоэффективность и электрификация

Повышение энергоэффективности и электрификация - базовые и наиболее часто упоминаемые меры практически во всех проанализированных корпоративных стратегиях (как российских, так и зарубежных). Для ОАО «РЖД» электрификация инфраструктуры (свыше 51% эксплуатационной длины сети) остаётся главным фактором низкой удельной углеродоёмкости, при этом стратегия компании прямо признаёт, что такой подход делает углеродный профиль перевозчика зависимым от структуры выбросов внешних поставщиков электроэнергии. Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности ОАО «РЖД» в 2024 г. обеспечила экономию топливно-энергетических ресурсов на сумму более 6,3 млрд руб., в том числе за счёт сокращения потребления электроэнергии на 540,9 млн кВт/ч и дизельного топлива на 40,6 тыс. т. Банк ВТБ в своей операционной деятельности реализует аналогичные меры (датчики движения, Smart Office, модернизация индивидуальных тепловых пунктов), которые в 2025 г. позволили 100% точек продаж и 92% объектов банка получить инверторное кондиционирование и энергоэффективное освещение.

Возобновляемые источники энергии

Использование ВИЭ рассматривается компаниями транспортного комплекса как для собственной генерации (объекты инфраструктуры, здания), так и для закупки «зелёной» электроэнергии у сторонних поставщиков. Стратегия ОАО «РЖД» предусматривает использование до 10% энергии нестандартных возобновляемых источников (биотопливо, солнце, ветер, водородные топливные элементы) для нужд стационарной энергетики, а на ряде объектов компании солнечные электростанции эксплуатируются уже более 10 лет. Развитие сектора ВИЭ в целом по стране - установленная мощность объектов ВИЭ-генерации в России по итогам 2025 г. достигла 7,21 ГВт (рост на 10,6% за год) - создаёт технологическую и регуляторную базу, которая может быть использована транспортным сектором для наращивания доли электроэнергии с низким углеродным следом в энергобалансе, в том числе через механизмы прямых договоров поставки возобновляемой энергии (аналогично практике портового кейса «Зелёный порт»).

Цифровизация и оптимизация логистики

Отдельным и относительно новым элементом стратегий декарбонизации становится применение технологий искусственного интеллекта и больших данных для оптимизации логистических цепочек и снижения непроизводительного пробега. Сервис «Яндекс

Маршрутизация» использует свыше 300 параметров планирования (время доставки, загрузка складов, габариты грузов, прогноз пробок) и обеспечивает клиентам в среднем на 20% больше выполненных заказов в рамках одного рейса; в 2024 г. применение сервиса позволило избежать порядка 6,7 тыс. т CO_2-экв. выбросов за счёт сокращения пробегов логистического транспорта в среднем на 20%. Аналогичный эффект даёт перенос вычислительных нагрузок в энергоэффективную облачную инфраструктуру (Yandex Cloud избежала порядка 11,7 тыс. т CO_2-экв. выбросов в 2024 г. за счёт использования более эффективных дата-центров по сравнению со среднемировыми показателями). Для транспортных компаний классического профиля цифровые инструменты применяются прежде всего для мониторинга инфраструктуры и климатических рисков - например, автоматизированная система мониторинга и анализа воздействия внешних факторов на инфраструктуру (АС МАВФИ) ОАО «РЖД», интегрирующая гидрометеорологические данные Росгидромета для прогнозирования паводков и рисков подтопления железнодорожных объектов.

Сдвиг в пользу менее углеродоёмких видов транспорта

Развитие железнодорожного транспорта и переключение грузопотоков с более углеродоёмких видов транспорта (прежде всего автомобильного) на железнодорожный рассматривается национальными документами стратегического планирования как необходимая предпосылка декарбонизации транспортной системы России в целом. Вместе с тем в самой стратегии ОАО «РЖД» отмечается, что реализация нового национального проекта «Эффективная транспортная система» и плановое повышение объёмов перевозок к 2035 г. могут увеличить как расход топливно-энергетических ресурсов, так и абсолютный объём выбросов парниковых газов, а дополнительным фактором роста выбросов способно стать переключение грузопотоков с более высокоуглеродных видов транспорта на железнодорожный, то есть рост абсолютных показателей при снижении удельных. Это иллюстрирует типичное для отрасли противоречие между целями по абсолютному и удельному (углеродоёмкость на единицу работы) сокращению выбросов при растущем физическом объёме перевозок.

Зелёное и социальное финансирование ОАО «РЖД»

В сентябре 2020 г. ОАО «РЖД» разместило на Московской бирже первые в России «зелёные» бессрочные облигации на сумму 100 млрд руб., средства от которых направлены на финансирование закупки электровозов и электропоездов «Сапсан» и «Ласточка», строительство и реконструкцию инфраструктуры и электрификацию сети - то есть проекты, напрямую соответствующие положениям утверждённой Экологической стратегии компании. В декабре 2020 г. дочерняя структура RZD Capital Plc разместила первые социальные еврооблигации на сумму 25 млрд руб..

Низкоуглеродный подвижной состав

К флагманским низкоуглеродным продуктовым проектам российского железнодорожного машиностроения относятся: четырёхосный контактно-аккумуляторный электровоз ЭМКА2 и двухосный гибридный тепловоз ТЭМ5Х (разработка АО «Трансмашхолдинг» совместно с ОАО «РЖД» и АО «Роснано», представлены в 2019 г. - ТЭМ5Х позволяет сократить эксплуатационный расход топлива на 30% и эмиссию до 55% по сравнению с традиционными маневровыми тепловозами) ; маневровый газопоршневой локомотив ТЭМГ1 (сертифицирован в 2022 г. и не имеет аналогов в России); а также линейка магистральных локомотивов на СПГ и газодизельной тяге (ТЭМ29, 3ТЭ3ОГ, 2ТЭ35АГ), разрабатываемых по техническому заданию ОАО «РЖД». В отчётности за 2024 г. РЖД также отмечает продолжающуюся эксплуатационную наработку маневрового локомотива ЭМКА2 с гибридной силовой установкой на базе отечественных литий-ионных аккумуляторов.

«Зелёный порт» (Группа компаний «Дело»)

С 2021 г. Группа компаний «Дело» реализует пилотный проект «Зелёный порт», охватывающий комплексную программу снижения углеродного следа логистических терминалов Азово-Черноморского региона - контейнерного терминала «НУТЭП» и зернового терминала «КСК» в Новороссийске (актив «ДелоПортс»). С 1 января 2022 г. оба терминала переведены на электроэнергию, выработанную ветроэлектростанциями (поставщик - АО «Атомэнергопромсбыт», входящее в ветроэнергетический дивизион ГК «Росатом» «НоваВинд»); по оценке «НоваВинд», переход с природного газа на энергию ветра обеспечивает потенциальное снижение выбросов порядка 6,8 тыс. т CO_2/год для НУТЭП и 5,7 тыс. т CO_2/год для КСК, а удельные показатели коэффициента выбросов терминалов после перехода на ВИЭ оказались ниже среднеотраслевых более чем на 25% (НУТЭП) и 65% (КСК). Дополнительно в рамках проекта доля светодиодного освещения на терминале «НУТЭП» за три года выросла с 24% до 76%, а на административных объектах «КСК» достигла 100%; реконструкция терминала «КСК» также позволила принимать суда вместимостью до 10 тыс. TEU, удельные выбросы CO_2 на тонну груза которых на 60% ниже, чем у судов вместимостью 4 тыс. TEU.

Низкоуглеродный морской флот: ПАО «Совкомфлот»

ПАО «Совкомфлот» позиционируется как пионер перехода на газомоторное топливо в российском судоходстве: компания эксплуатирует крупнотоннажные танкеры типа Aframax на СПГ (число таких судов во флоте выросло до шести к концу 2019 г.) и реализует программу перехода к 2025 г. на СПГ для более чем 40 судов. Для каждого судна разрабатываются индивидуальные планы повышения энергоэффективности SEEMP (Ship Energy Efficiency Management Plan); первый российский нефтеналивной танкер типа Aframax «Владимир Мономах» оснащён энергоустановкой, способной работать как на традиционном топливе, так и на СПГ. Параллельно на ССК «Звезда» строится серия танкеров-газовозов ледового класса ARC7 для проекта «Арктик СПГ-2».

Устойчивое авиационное топливо (SAF)

В авиационном сегменте низкоуглеродным продуктом выступает устойчивое авиационное топливо (SAF) - класс сертифицированных по стандарту ASTM D7566 топлив (наиболее зрелая технология - HEFA, свыше 90% мирового производства SAF), способных сокращать выбросы ПГ на протяжении всего жизненного цикла по сравнению с традиционным керосином при полной технической совместимости с существующей инфраструктурой. Ведущие зарубежные перевозчики (KLM, Finnair) уже интегрировали закупку SAF в свои продуктовые предложения, в том числе через программы добровольного вклада пассажиров в финансирование закупки SAF; в России промышленное производство SAF пока не запущено, единственным публично заявленным результатом остаётся создание «Роснефтью» и «Газпром нефтью» в 2023 г. опытного образца авиационного биотоплива из растительного сырья. Это делает SAF, в отличие от электровозов РЖД, «Зелёного порта» или СПГ-флота «Совкомфлота», пока не сложившимся, а лишь потенциальным низкоуглеродным брендом для российской авиаотрасли.

Цифровые низкоуглеродные сервисы мобильности

Наконец, к формирующейся категории низкоуглеродных брендов можно отнести цифровые сервисы мобильности, встраивающие климатическую метрику непосредственно в продукт. «Яндекс Карты» и «Яндекс Заправки» интегрировали функциональность поиска, проверки статуса и оплаты зарядных сессий на электрозарядных станциях (ЭЗС): на конец 2024 г. в «Яндекс Заправках» доступно свыше 2,7 тыс. ЭЗС (из них 1089 - с зарядкой непосредственно

в приложении), к «Яндекс Картам» и Навигатору подключено свыше 800 ЭЗС. Такие сервисы формируют инфраструктурную «надстройку», снижающую барьеры для распространения электротранспорта в частном сегменте, и коррелируют с задачами государственной программы поддержки зарядной инфраструктуры, обозначенной в национальной климатической стратегии. (Яндекс, 2023)

В среднесрочной перспективе наиболее экономически и технически эффективным способом снижения парниковых газов является перевод ДВС на компримированный или сжиженный природный газ.

Ключевые факторы, сдерживающие декарбонизацию через электромобили на тяговых аккумуляторах или водородных топливных элементах связаны с отсутствием собственного технологического задела по конструкциям электромобилей, а также инфраструктуры заправок и технического обслуживания таких автотранспортных средств. (Трофименко, 2022)

Корпоративные практики российских компаний смещаются в сторону **прагматичной декарбонизации** — фокус удерживается на газомоторном топливе (как наиболее экономически оправданном для магистральных перевозок в РФ) и цифровой оптимизации маршрутов. Электрификация коммерческих парков пока успешнее всего реализуется в сегменте последней мили и городских перевозок.

Согласно «Мониторингу климатических и экологических стратегий крупнейших российских нефинансовых компаний за 2025 год», подготовленному Банком России, семь перевозчиков из десяти разработали конкретные мероприятия по снижению выбросов парниковых газов, позволяющие достичь установленных целей. Шесть из них перешли от планов к практической реализации. Компании транспортного сектора сосредоточены:

- на повышении топливной эффективности;
- увеличении доли потребления возобновляемой энергии и альтернативных видов топлива.

Железнодорожные компании занимаются разработками поездов на водородной энергии, переводят мазутные и угольные котельные, а также часть локомотивов на природный газ и электричество. Организации, занимающиеся морскими перевозками, замещают дизель и мазут СПГ-топливом. Авиационные компании фокусируются на облегчении веса самолетов, улучшении их аэродинамических свойств, а также планируют переходить на устойчивое авиационное топливо. У большинства перевозчиков доля использования ВИЭ составляет менее 1% либо не раскрывается, однако у одной организации этот показатель достигает 22% от общего энергопотребления.

Шесть компаний (60%) публикуют в своих отчетах информацию об энергопотреблении. У трех из них этот показатель снижается. Все шесть компаний занимаются разработкой целевых показателей. Они ориентированы на увеличение доли возобновляемых источников и низкоуглеродной энергии в общем потреблении. (Банк России, 2026)

6.4.7 Финансовый сектор

Климатические стратегии российских финансовых организаций ориентированы преимущественно на сокращение собственных операционных выбросов, тогда как основные климатические риски сосредоточены в кредитно-инвестиционном портфеле. Этот разрыв указывает на ограниченную интеграцию климатической повестки в основные бизнес-процессы финансовых организаций: несмотря на включение

климатических факторов в системы управления рисками, они пока недостаточно учитываются при принятии кредитных и инвестиционных решений.

Финансовые организации занимают особое положение в корпоративной климатической повестке вследствие специфики их климатического воздействия. Их прямой углеродный след относительно невелик и определяется преимущественно эксплуатацией офисной инфраструктуры, автопарка и центров обработки данных. Основное воздействие на климат финансовые организации оказывают опосредованно – через т.н. финансируемые выбросы[51] (категории 15 Охвата 3 по классификации GHG Protocol). По данным о выбросах ПГ, представленным финансовыми организациями в CDP за 2022 г., финансируемые выбросы ПГ в среднем более чем в 750 раз превышают их собственные операционные выбросы[52].

Структура климатических стратегий российского финансового сектора этой специфике не соответствует. Цели по Охватам 1 и 2 устанавливаются заметно чаще, чем цели в отношении финансируемых выбросов, хотя и они остаются практикой меньшинства.

Управление углеродным следом портфеля требует развитой системы данных[53], методик оценки финансируемых выбросов и взаимодействия с клиентами, и опирается на систему оценки и управления климатическими рисками. В конечном счете, именно оценка климатических рисков связывает климатическую повестку с кредитными и инвестиционными решениями и тем самым определяет, распространяется ли климатическая стратегия за пределы собственного операционного следа на финансируемый портфель.

Наиболее полное представление о подобных практиках в России дает опрос, проведенный Банком России в 2024 г. В опросе приняли участие 45 финансовых организаций, в том числе 24 системно значимые кредитные организации, 9 страховых компаний, 9 негосударственных пенсионных фондов, 2 управляющие компании и один банк развития[54]. Результаты опроса представлены в Таблице 6.4.

Таблица 6.4 Интеграция климатических рисков в систему управления и процессы принятия решений финансовых организаций, 2024 г.

Показатель интеграции	Доля организаций
Климатические риски учитываются в системе управления рисками	56%
Проводится оценка влияния климатических рисков на деятельность	47%
Совет директоров учитывает физические климатические риски	47%
Совет директоров учитывает риски перехода	36%
Процессы выявления, оценки и управления интегрированы в систему риск-менеджмента	40%
Используется сценарный анализ	29%
Климатические риски учитываются при разработке общекорпоративной стратегии и стратегии устойчивого развития	22%

[51] О подходах финансовых организаций к управлению климатическими рисками: информационный материал. М.: Банк России, 2025.
[52] CDP. (2022). Financial Services Disclosure Report 2022. URL: https://downloads.ctfassets.net/v7uy4j80khf8/4IosDP7e8CTwqaLbqxcA8q/42830efa7dde4bfd04f16a1ed01ee7aa/CDP_Financial_Services_Disclosure_Report_2022.pdf
[53] NGFS. Final report on bridging data gaps. 2022. URL: https://www.ngfs.net/en/final-report-bridging-data-gaps
[54] О подходах финансовых организаций к управлению климатическими рисками: информационный материал. М.: Банк России, 2025. URL: https://www.cbr.ru/Content/Document/File/172323/info_04022025.pdf. Далее статистические данные приводятся по этому источнику.

Показатель интеграции	Доля организаций
Информация по климатическим рискам включается в отчетность для руководства	22%
Климатические цели закреплены в стратегии	18%

***Источник**:* Банк России.

Опрос показал существенный разрыв между формальным включением климатических рисков в систему риск-менеджмента (56%) и их учетом при стратегическом целеполагании (18%): наличие риска в управленческом контуре еще не означает его влияния на принимаемые решения. Показатель оценки воздействия климатических рисков на деятельность (47%) также требует осторожной интерпретации. В большинстве случаев такая оценка проводится на краткосрочном горизонте – от одного до трех лет, тогда как лишь около трети организаций учитывает период свыше десяти лет. Это существенно ограничивает ее применимость к анализу долгосрочных последствий климатических рисков.

В процессе первоначальной идентификации рисков климатические риски признаны незначимыми у 62% системно значимых банков, 67% прочих банков и 73% НПФ и управляющих компаний. Исключение составляют страховые компании: у 67% респондентов климатические риски, напротив, признаны значимыми, что соответствует специфике их деятельности. Если риск не признается значимым, это создает предпосылки для его последующего исключения из более детальной оценки и управленческих решений, особенно применительно к долгосрочному горизонту.

Климатические цели закреплены в стратегии лишь у 18% опрошенных организаций, тогда как 64% организаций даже не планируют это делать (Таблица 6.5). Содержательно заявленные цели концентрируются на собственном операционном следе.

Таблица 6.5 Отношение финансовых организаций к цели по финансируемым выбросам (Охват 3, категория 15).

Уровень целеполагания	Доля организаций
Цель по выбросам финансируемых компаний уже поставлена	7%
Планируется постановка качественной цели	4%
Планируется подсчет выбросов без постановки цели	24%
Постановка цели не планируется	64%

***Источник**:* Банк России.

Основные меры сосредоточены на разработке стратегических документов, покрытии электропотребления сертификатами происхождения энергии (атрибутами генерации) и расширении продуктовой линейки для финансирования зеленых проектов[55].

Применение финансовыми организациями т.н. углеродных единиц (рыночных инструментов, связанных с реализацией климатических проектов), для компенсации выбросов ПГ остается единичным: лишь 2% российских финансовых организаций установили соответствующие целевые ориентиры в своих стратегических климатических документах[56].

[55] Лидеры рэнкинга по управлению воздействием на климат (2026 год): аналитика // RAEX. 01.04.2026. URL: https://raex-rr.com/ESG/ESG_companies/climate_change/2026/analytics/

[56] О подходах финансовых организаций к управлению климатическими рисками: информационный материал. М.: Банк России, 2025.

Инструментарий воздействия на клиентов, который финансовые организации считают приемлемым, связан преимущественно с условиями финансирования: снижение лимитов на финансирование, инвестиции и страхование (40%), пересмотр ковенант (36%), включение в договор обязательств клиента по совершенствованию климатических практик с указанием сроков и измеримых показателей (24%), сокращение сроков кредитования и повышение дисконтов при оценке активов (24%). При этом, согласно отраслевому рэнкингу RAEX по уровню интеграции ESG-принципов в операционную деятельность банков, в 2026 г. порог в 50% по включению ESG-факторов в кредитный и инвестиционный анализ преодолели лишь 7 из 19 банков[57].

Содействие клиентам в управлении климатическими рисками (консультирование, сопровождение «зеленых» выпусков облигаций и т.п.) оказывают лишь около трети финансовых организаций, 64% таких инструментов не применяют.

Готовность к рискам перехода к низкоуглеродной экономике

По оценке Банка России, при сохранении текущей структуры кредитных портфелей риски перехода к низкоуглеродной экономике могут стать для банков существенными.

По оценке регулятора, при сохранении структуры кредитного портфеля банки могут столкнуться с существенными рисками: по результатам стресс-тестирования Банка России доля кредитов компаниям с высоким углеродным следом составляла около трети кредитного портфеля (34% в 2022 г.), а при ужесточении климатической политики без изменения структуры портфеля снижение достаточности капитала (Н1.0) к 2040 г. могло бы достичь 3 п.п., у отдельных системно значимых банков – с возникновением дефицита капитала[58].

Сценарный анализ применяют только 29% респондентов, преимущественно в рамках климатического стресс-тестирования Банка России по методу «снизу вверх» с использованием предоставленных регулятором сценариев на горизонте до 2040 г. Разрыв между признанием рисков и инструментами их оценки характерен не только для России: по итогам климатического стресс-теста ЕЦБ 2022 г. около 60% банков еврозоны еще не имели развитой системы климатического стресс-тестирования[59].

Причины

Сдержанное развитие этого направления обусловлено дефицитом данных и методик оценки финансируемых выбросов, недостаточным спросом со стороны клиентов на соответствующие финансовые продукты и практики, а также разрывом между регуляторными инициативами и их внедрением в деятельность финансовых организаций.

Сложившееся положение можно объяснить сочетанием нескольких факторов. Первый связан с данными и методиками. Сами финансовые организации указывают на отсутствие закрепленных в нормативных актах методик учета финансируемых выбросов и надежных данных о выбросах заемщиков[60]. Это ограничение характерно и для международной практики:

[57] RAEX. (2026). Топ-10 банков по уровню интеграции ESG-принципов в операционную деятельность (2026 год). URL: https://raex-rr.com/ESG/ESG_companies/banks/2026/

[58] Стресс-тестирование переходных климатических рисков: предварительные оценки: информационно-аналитический материал. М.: Банк России, 2024. URL: https://cbr.ru/Content/Document/File/158608/info_07022024.pdf

[59] ECB Banking Supervision: banks must sharpen their focus on climate risk, supervisory stress test shows: press release // European Central Bank. 08.07.2022. URL: https://www.bankingsupervision.europa.eu/press/pr/date/2022/html/ssm.pr220708~565c38d18a.en.html

[60] О подходах финансовых организаций к управлению климатическими рисками: информационный материал. М.: Банк России, 2025.

по итогам тематической проверки ЕЦБ 2022 г. пробелы в идентификации климатических и экологических рисков были выявлены у 96% банков[61].

Второй фактор – слабый спрос со стороны реального сектора. Низкая заинтересованность клиентов в управлении климатическими рисками, на которую указывают респонденты[62], сочетается с отсутствием значимого давления со стороны инвесторов, а высокая стоимость капитала снижает окупаемость проектов декарбонизации.

Третий фактор – отставание практики финансовых организаций от политики регулятора, связанное прежде всего с недостаточным опытом и инструментами для реализации его инициатив. Рекомендации Банка России по учету климатических рисков действуют с декабря 2023 г.[63], однако, по его собственной оценке, большинство организаций учитывают эти риски, но не перешли к более активным мерам[64]. Показательно, что ограниченно используются даже стимулирующие механизмы, выгодные самим банкам: по верифицированным кредитам и облигациям, финансирующим приоритетные проекты устойчивого развития, базовый риск-вес может быть снижен на 10–50%[65], однако в кредитовании этот механизм пока применяется единично – в частности, такие кредиты выдавали Газпромбанк (проекты в сфере ВИЭ, 2025 г.)[66] и Банк ДОМ.РФ (жилищное строительство, 2026 г.)[67]. Это может свидетельствовать об отсутствии во многих организациях специализированных подразделений и методик, способных выявлять и сопровождать такие проекты.

По мере развития регулирования финансовый сектор может стать каналом распространения практик учета и раскрытия климатической информации в реальном секторе, в том числе среди компаний, не ориентированных на экспорт.

В целом регулятор постепенно переходит к риск-ориентированному подходу: климатические риски рассматриваются как фактор традиционных финансовых рисков, подлежащий учету в риск-менеджменте и стресс-тестировании, что соответствует принципам Базельского комитета по банковскому надзору[68]. Международный опыт при этом указывает на ограниченную результативность добровольных подходов: банки еврозоны, принявшие цели «чистого нуля», не изменили структуру кредитования[69]. С учетом этого можно ожидать постепенного развития регулирования в сторону более обязательных форм. Банк России планирует разработать рекомендации по учету климатических рисков во внутренних процедурах оценки достаточности капитала и по итогам их применения оценить целесообразность обязательных требований[70], а в 2026 г. вынес на обсуждение проект рекомендаций по стресс-тестированию

[61] ECB Banking Supervision. Walking the talk: Banks gearing up to manage risks from climate change. Results of the 2022 thematic review on climate-related and environmental risks. Frankfurt am Main: ECB, November 2022.
[62] Там же.
[63] Информационное письмо Банка России от 04.12.2023 № ИН-018-35/60 «О рекомендациях по учету климатических рисков для финансовых организаций».
[64] Климатические риски // Банк России. URL: https://www.cbr.ru/finstab/Climate_risks/ (дата обращения: 03.11.2026).
[65] Климатические риски: раздел «Стимулирующее регулирование» // Банк России. URL: https://www.cbr.ru/finstab/Climate_risks/
[66] «Газпромбанк прошел верификацию АКРА и CCXGF по устойчивому финансированию и стал первым банком, верифицировавшим приоритетный зеленый кредит»: пресс-релиз // Газпромбанк. 29.12.2025. URL: https://www.gazprombank.ru/press/8022643/
[67] «Банк ДОМ.РФ первым на рынке верифицировал зеленый кредит на строительство жилья и применил стимулирующее регулирование ЦБ РФ»: пресс-релиз // Банк ДОМ.РФ. 20.08.2026. URL: https://domrfbank.ru/press/construction-and-housing/bank-dom-rf-pervym-na-rynke-verifitsiroval-zelenyy-kredit-na-stroitelstvo-zhilya-i-primenil-stimulir/
[68] Basel Committee on Banking Supervision. Principles for the effective management and supervision of climate-related financial risks. Basel: BIS, June 2022. URL: https://www.bis.org/bcbs/publ/d532.htm
[69] Sastry P., Verner E., Marques-Ibanez D. Business as Usual: Bank Net Zero Commitments, Lending, and Engagement // NBER Working Paper No. 32402. May 2024. DOI: 10.3386/w32402
[70] О подходах финансовых организаций к управлению климатическими рисками: информационный материал. М.: Банк России, 2025. С. 15–16.

переходных климатических рисков[71]. Сроки и форма таких требований пока не определены, однако по мере их конкретизации финансовый сектор может стать каналом, через который практики учета климатических рисков будут распространяться на заемщиков.

6.4.8 Прочие отрасли

В отраслях, слабо затронутых внешним углеродным регулированием, климатическую повестку продвигают прежде всего компании, унаследовавшие ее от международных учредителей, а также сервисные и технологические компании, для которых климатические инициативы служат прежде всего инструментом операционной эффективности.

В отрасли продуктов питания и товаров народного потребления сохранился круг компаний, которые унаследовали приверженность климатической повестке от своих международных компаний-учредителей (Лемана ПРО, Арнест ЮниРусь, Нестле, Крафт Хайнц, Мултон Партнерс, PepsiCo, т.д.). Эти компании сохранили ключевые процессы и инфраструктуру, связанную с реализацией долгосрочной ESG стратегией, продолжают планомерно снижать выбросы парниковых газов и развивать экономику замкнутого цикла. Помимо собственно климатических результатов, это повышает осведомленность потребителей о климатической повестке и поведенческих методах сокращения выбросов парниковых газов

В сервисной отрасли (туризм, развлечения, образование) климатические инициативы в основном реализуются в рамках стремления к операционной эффективности, хотя формирующееся климатическое регулирование страны также оказывает влияние. В частности, сеть отелей Космос реализует целый спектр инициатив, направленных на ресурсоэффективность и сокращение объема отходов (Сеть Отелей COSMOS, 2026), аналогичные инициативы есть и в других регионах.

Киноиндустрия и экосистема развлечений Яндекса и Сбера работают над оптимизацией энергопотребления дата-центров, а также над развитием безбумажного оборота.

В сфере науки и образования реализуется проект карбоновых полигонов, направленный на отработку контроля эмиссии и поглощения парниковых газов (Карбоновые Полигоны Российской Федерации, 2026), а также сформировалась Ассоциация Зеленых Вузов России (Ассоциация Зеленые ВУЗы, 2026) которые развивают экологических практики в высшем образовании.

6.5 Проекты, способствующие сокращению выбросов или увеличению поглощения парниковых газов

Климатические проекты имеют различное целеполагание и логику формирования в различных типах компаний.

Можно выделить несколько сегментов:

1) Перерабатывающие отрасли, сталкивающиеся с низкоуглеродной трансформацией экспортных рынков, создавали продукты с низким углеродным следом, как способ защиты рынков сбыта. Такие компании выпускали на рынок низкоуглеродные марки продукции или анонсировали готовность поставлять такую продукцию по заказу

[71] О проведении стресс-тестирования переходных климатических рисков: доклад для общественных консультаций. М.: Банк России, июнь 2026. URL: http://www.cbr.ru/Content/Document/File/193813/Consultation_Paper_22062026_35.pdf

a. ОК РУСАЛ - алюминий марки ALLOW (2017 г.) и марки ALLOW INERTA (2023 г.)
b. СИБУР - полимерная продукция с использованием вторичного сырья под маркой Vivilen (2021 г.) и полимерная продукция с низким углеродным следом под маркой PolyLow (2026 г.)
c. Норникель - углеродно-нейтральный никель (2021 г.)
d. Евраз - "Зеленый" рельс (2022 г.) - Углеродоемкость выплавки стали для таких рельсов снижена до 0,4–0,5 тонны CO_2-эквивалента на тонну готового проката, что в 4–5 раз ниже, чем при стандартном доменно-конвертерном способе производства
e. Северсталь - линейка "зеленых" товаров с пониженным и низким углеродным следом
f. ТМК - линейка трубной продукции под маркой Sputnik для низкоуглеродной и водородной энергетики, в том числе Sputnik H для транспортировки и хранения водорода и Sputnik C для систем улавливания, утилизации и хранения углекислого газа (CCS/CCUS)

2) Компании, не имеющие больших активов в сегменте углеводородов развивают радикально новые сегменты:
a. Росатом с большим подразделением ВЭС, производством электромобилей "Атом" (совместно с ПАО «КАМАЗ» и ПСБ), производство литий-ионные батареи и зарядные станции (под брендом Parus Electro), продукты для водородной энергетики
b. АФК Система создавшая Центр водородных технологий (ЦВТ) который занимается разработкой щелочных матричных электролизеров, систем хранения и транспортировки водорода, а также топливных элементов, а также водородный транспорт и беспилотные системы на базе Sitronics Group и в партнерстве с КАМАЗом

3) Компании со значительными углеводородными активами экспериментируют с большим количеством пилотных проектов в самых разных технологических и климатических сегментах, но без перехода на промышленные масштабы
a. Устойчивые авиационные топлива (Роснефть, Газпромнефть)
b. Системы улавливания и хранения углерода (все нефтегазовые компании)
c. Природно-климатические проекты (Сибур, Русал, Лукойл)
d. Внедрение наилучших доступных технологий с климатическим эффектом (практически все добычные компании)

Следует отметить, что масштабы реализации данных проектов остаются достаточно незначительными в терминах финансовых показателей. Вероятно целеполагание это нахождение «в рынке» зеленых технологий и мониторинг скорости происходящих изменений.

6.6 Роль и место рыночных инструментов в декарбонизации бизнеса российских компаний

Российский бизнес участвует в рынках атрибутов генерации и углеродных единиц преимущественно на стороне предложения: без внутреннего регулирования или признания российских инструментов международными покупателями эти рынки пока не создают устойчивого спроса и не становятся стимулом декарбонизации.

6.6.1 Рынок атрибутов генерации РФ

Рынок находится в стадии институционального оформления. С 2024 года действует Федеральный закон №489-ФЗ, закрепивший понятия атрибутов генерации и сертификатов происхождения. В реестре зарегистрировано 222 объекта суммарной мощностью 42 ГВт, покупатели погасили 110 млрд кВт·ч. В 2025 году утверждены три новых ГОСТа, закрывающих методологические пробелы в сегменте ВИЭ и изолированных энергосистем.

Источниками предложения являются генерирующие компании, владеющие объектами на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и низкоуглеродной генерации (включая гидроэнергетику).

Источники спроса в настоящий момент весьма ограничены:

- экспортеры химической продукции и удобрений, поставляющие товары в Европу готовятся использовать данный механизм для снижения платежей по CBAM. Стоит учитывать, что с 2022 года экспорт российских удобрений в ЕС резко сократился (в январе—сентябре 2026 года падение составило 3,7 раза), что объективно снижает срочность покупки атрибутов для европейского направления.
- крупный бизнес в рамках ESG-стратегий и в рамках подготовки к возможному обязательному регулированию пока формирует ограниченный объем спроса.
- в 2026 году зафиксированы первые регулярные зачеты атрибутов в интересах физических лиц, а компании (например, в Татарстане) начинают экспериментировать с «зеленой» маркировкой для привлечения клиентов. Но этот сегмент не массовый
- существует налоговая неопределенность в том, как трактуются атрибуты генерации, что сдерживает отдельных покупателей

6.6.2 Рынок углеродных единиц РФ

Рынок функционирует с сентября 2022 года. К концу 2025 года в реестре зарегистрировано 90 климатических проектов, объем планируемых единиц превысил 100 млн, а находящихся в обращении — 36,5 млн. За 2025 год зарегистрировано 42 новых проекта в 24 регионах. За этот же год зачтено 145 710 единиц – освоенный спрос в 50 раз меньше, чем предложение на рынке. Также в 2025 году на Национальной товарной бирже (НТБ) было проведено 2 сделки по прямой продаже углеродных единиц, что институционализировало предложение.

Кроме того, в 2025 году запущен регулируемый рынок в рамках Сахалинского климатического эксперимента (первый биржевой аукцион, первые единицы выполнения квоты)

Источники предложения углеродных единиц весьма многобразны. Участники добровольного рынка - многие промышленные и агрохолдинги. Представлены нефтегазовая отрасль, энергетика и ЖКХ, металлургия, телекоммуникации, строительство. Основные типы проектов: сокращение выбросов (38 проектов), увеличение поглощения (2), предотвращение выбросов

(1). Лидеры по числу проектов — Республика Татарстан (16 проектов), Московская и Самарская области.

Источники спроса также пока ограничены:

- Регулируемый спрос: Участники Сахалинского эксперимента, обязанные исполнять квоты выбросов (например, ПАО «Сахалинэнерго», АО «Охинская ТЭЦ»).
- Добровольный спрос: Компании для компенсации углеродного следа мероприятий (например, хоккейный матч «Ак Барс» — «Салават Юлаев»), компании, которые в соответствии с ESG стратегией используют единицы для компенсации остаточных выбросов. Крупнейшие сделки 2025 года: АО «Ногликская Газовая Электрическая Станция» (зачет 63 682 единиц по лесоклиматическим проектам).

В перспективе, возможна реализация углеродных единиц на международных рынках – через механизмы CORSIA для авиации, национальные обязательства других стран по статьям 6.2, для компенсации углеродного следа в рамках двусторонних межстрановых соглашений. Однако для этого необходимо международное признание валидации и верификации проектов, что затруднено в силу отказа многих международных валидаторов работать с российскими проектами.

6.7 Достижения российских компаний в области декарбонизации. климатические рейтинги

Климатические рейтинги фиксируют «лестницу убывающей зрелости». Институциональная основа климатической политики у крупных компаний в большинстве своем сформирована: приняты политики, созданы органы управления, налажены учет и раскрытие прямых и энергетических косвенных выбросов. Однако по мере перехода к долгосрочным количественным целям, учету выбросов по цепочке создания стоимости и структурным мерам оценки заметно снижаются. Это свидетельствует о разрыве между формированием климатической инфраструктуры и ее интеграцией в стратегические и инвестиционные решения.

6.7.1 Международные климатические рейтинги российских компаний

До 2022 г. российские компании были представлены во всех основных международных системах климатической оценки – CDP, Climate Action 100+ и TPI, однако их присутствие оставалось ограниченным, а позиции – преимущественно средними и ниже средних. В CDP средняя оценка российских компаний находилась вблизи нижней границы шкалы (уровень «D»[72]), наивысшие оценки «A-» получили лишь Архангельский ЦБК[73] и «Русал»[74]. Ни одна из пяти российских компаний фокус-листа Climate Action 100+ не ставила цель углеродной нейтральности к 2050 г.[75] По оценкам TPI, российские компании не отставали от зарубежных

[72] CDP представила международный климатический рейтинг компаний 2021 // Бизнес и Общество. 30.12.2021. URL: https://www.b-soc.ru/cdp-predstavila-mezhdunarodnyj-klimaticheskij-rejting-kompanij/
[73] Эксперт РА присвоил рейтинг АО «Архангельский ЦБК» на уровне ESG-II(c): пресс-релиз рейтингового агентства «Эксперт РА». 13.05.2022. URL: https://raexpert.ru/releases/2022/may13
[74] CDP представила международный климатический рейтинг компаний 2021 // Бизнес и Общество. 30.12.2021. URL: https://www.b-soc.ru/cdp-predstavila-mezhdunarodnyj-klimaticheskij-rejting-kompanij/
[75] Climate Action 100+ Issues Its First-Ever Net Zero Company Benchmark of the World's Largest Corporate Emitters // Climate Action 100+. March 2021. URL: https://www.climateaction100.org/news/climate-action-100-issues-its-first-ever-net-zero-company-benchmark-of-the-worlds-largest-corporate-emitters/

по качеству климатического управления, но существенно уступали им по фактической траектории выбросов: сценарию «ниже 2 °C» соответствовал лишь «Норникель»[76].

После 2022 г. международные площадки перестали обновлять оценки российских компаний, хотя сами системы оценки продолжили развиваться: расширился их охват[77], а требования к раскрытию стали строже[78]. Независимую сопоставительную оценку климатической деятельности российских компаний теперь частично обеспечивают национальные системы – Климатический рейтинг Московской биржи и рэнкинг RAEX.

6.7.2 Климатический рейтинг Московской биржи

Рейтинг оценивает зрелость системы климатического менеджмента, контроль выбросов и углеродного следа продукции и управление климатическими рисками по 64 критериям; оценка по шкале от F до AA присваивается при последовательном прохождении пороговых значений по четырем модулям – от системы управления до стратегии и лидерства[79].

Результаты за 2024 г.

В выборку включены 37 российских нефинансовых эмитентов, отобранных с учетом их вклада в рыночную капитализацию и уровня раскрытия климатической информации.

Распределение рейтингов характеризуется выраженной концентрацией в нижней части шкалы: к верхней группе (AA-B) относятся 8 компаний (21,6%), из которых лишь три эмитента (8,1%) получили рейтинги AA и A (Рисунок 6.6).



Рисунок 6.6 Распределение компаний по рейтингам климатической устойчивости, 2024 г.

Верхнюю группу составляют En+ Group и «ФосАгро» (AA), «Северсталь» (A), а также НЛМК, «Новатэк», «Полюс», «Норникель» и «Русал» (B). Все компании с рейтингом B преодолевают пороги по модулям управления и отчетности, однако не достигают порога по модулю «Стратегия и меры».

[76] Methodology and Indicators Report. Management Quality and Carbon Performance. Version 4.0, November 2021 // Transition Pathway Initiative. URL: https://www.transitionpathwayinitiative.org/publications/uploads/2021-methodology-report-management-quality-and-carbon-performance-version-4-0
[77] Transition Pathway Initiative (TPI) Management Quality Scores, Powered by LSEG: fact sheet // LSEG. URL: https://www.lseg.com/content/dam/data-analytics/en_us/documents/fact-sheets/lseg-tpi-mq-scores-factsheet.pdf
[78] Scaling the Standard 2026 // CDP. URL: https://www.cdp.net/en/insights/scaling-the-standard-2026
[79] Методология оценки климатической устойчивости компаний (Методология MOEX) // ПАО «Московская Биржа». Разделы 1–2. URL: https://www.moex.com

В 2023-2024 гг. рейтинги были пересмотрены для 5 из 37 компаний (13,5%), причем во всех случаях – в сторону повышения. Наиболее значительный прогресс продемонстрировали En+ Group, повысившая рейтинг с B до AA, и «Северсталь» – с B до A. Повышение рейтингов было сконцентрировано в верхнем сегменте, вследствие чего разрыв между лидерами и основной ее частью увеличился.

Показатели декарбонизации

Оценки последовательно снижаются по мере перехода от институциональных механизмов к количественно измеримым климатическим обязательствам (Таблица 6.11). Минимальное среднее значение по выборке зафиксировано по блоку целевых показателей – оно в четыре раза ниже, чем по блоку корпоративной политики.

Таблица 6.6 Средние оценки по тематическим блокам, 2024 г.

Блок	Среднее по выборке
Основы корпоративной климатической политики	72,7%
Основные элементы корпоративной системы управления климатом	71,7%
Учет выбросов и поглощения парниковых газов	48,4%
Меры по сокращению выбросов парниковых газов	45,1%
Оценка рисков низкоуглеродного перехода	42,6%
Климатическое лидерство	34,5%
Целевые показатели сокращения выбросов парниковых газов	17,9%[80]

Учет выбросов и практические меры

Раскрытие показателей выбросов по Охватам 1 и 2 обеспечивают более 80% компаний, что отражает влияние требований национального регулирования. Добровольные более продвинутые практики распространены существенно слабее: показатели Охвата 3 рассчитывают менее половины компаний из выборки, углеродный след продукции определяет каждая пятая, а независимую верификацию данных осуществляют 41% компаний.

Аналогичная асимметрия наблюдается в части практических мер. Мероприятия по повышению энергоэффективности, отнесенные методологией к базовым практикам (вес 2), реализуют 95% компаний выборки. Практики среднего уровня (вес 5) – внедрение низко- и безуглеродных технологий производства и приобретение низкоуглеродной энергии – распространены примерно вдвое реже. Наиболее продвинутые практики (вес 10) – компенсация выбросов за счет реализации мер по удалению CO_2 из атмосферы и выпуск низкоуглеродной продукции – применяют 11 и 32% компаний соответственно.

Целеполагание

Краткосрочные цели по Охватам 1 и 2 установили 21 из 37 компаний (57%), долгосрочные – 7 (19%). Целеполагание по Охвату 3 остается практикой отдельных эмитентов: краткосрочные цели зафиксированы у En+ Group и «ФосАгро», долгосрочная – у En+ Group. Достижение чистых нулевых выбросов к середине века заявили в качестве долгосрочной цели 6 компаний (16%).

[80] Значительная часть заявлений сформулирована как намерения без базового и целевого значений и срока достижения, что обеспечивает лишь частичное соответствие критериям.

Целеполагание носит преимущественно инкрементальный характер: климатические цели соотносятся с горизонтами действующих инвестиционных программ, а не с долгосрочной трансформацией бизнес-модели.

6.7.3 Рэнкинг RAEX по управлению воздействием на климат

Рэнкинг RAEX охватывает 145 компаний России, Казахстана, Узбекистана и Монголии, включая финансовые организации, и относит их к высокому, среднему или низкому уровню управления воздействием на климат по четырем показателям, в том числе выбросам ПГ, энергопотреблению и ВИЭ[81].

Результаты и сопоставление

Как и в случае Климатического рейтинга Московской биржи, распределение характеризуется выраженным преобладанием компаний с низким уровнем управления климатом (Рисунок 6.7).

Вместе с тем в 2025 году доля организаций с высоким уровнем управления увеличилась с 3 до 10%. Лидерами среди бирж и финансовых организаций стали «Московская биржа», банки «Сбер» и «МКБ»; в нефинансовом секторе – девять российских и две казахстанские компании, в том числе «Норникель», СИБУР, «Полюс», «Новатэк», «Северсталь», En+ Group, «Русал», «ФосАгро» и «Татнефть». Пересечение верхних групп двух рейтингов указывает на устойчивый состав российских климатических лидеров, сохраняющийся при различиях в методиках оценки.

Энергоэффективность характеризуется наибольшим уровнем прозрачности: стратегические документы по энергосбережению имеются у 95% компаний, более половины оценивают энергетические риски, 76% отчитываются о реализованных мероприятиях (Рисунок 3)[82]. Совпадение с результатами Климатического рейтинга Мосбиржи подтверждает, что энергоэффективность является ключевым направлением климатической политики российского бизнеса.

[81] Лидеры рэнкинга по управлению воздействием на климат (2026 год): аналитика // RAEX. 01.04.2026. URL: https://raex-rr.com/ESG/ESG_companies/climate_change/2026/analytics/
[82] Там же.

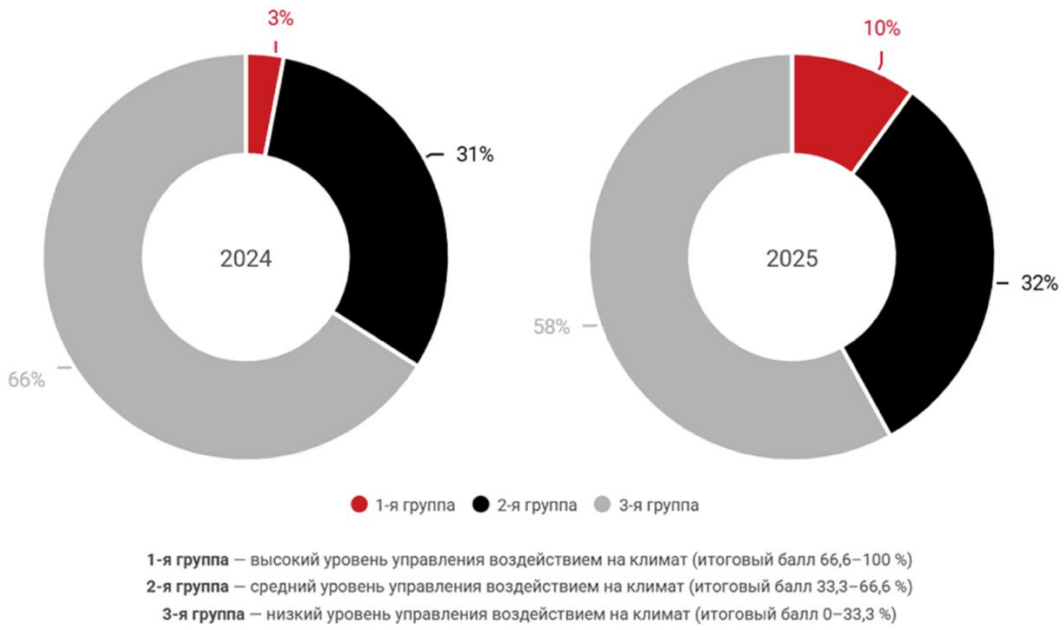


Рисунок 6.7 Распределение компаний по уровню воздействия на климат, 2024 г.

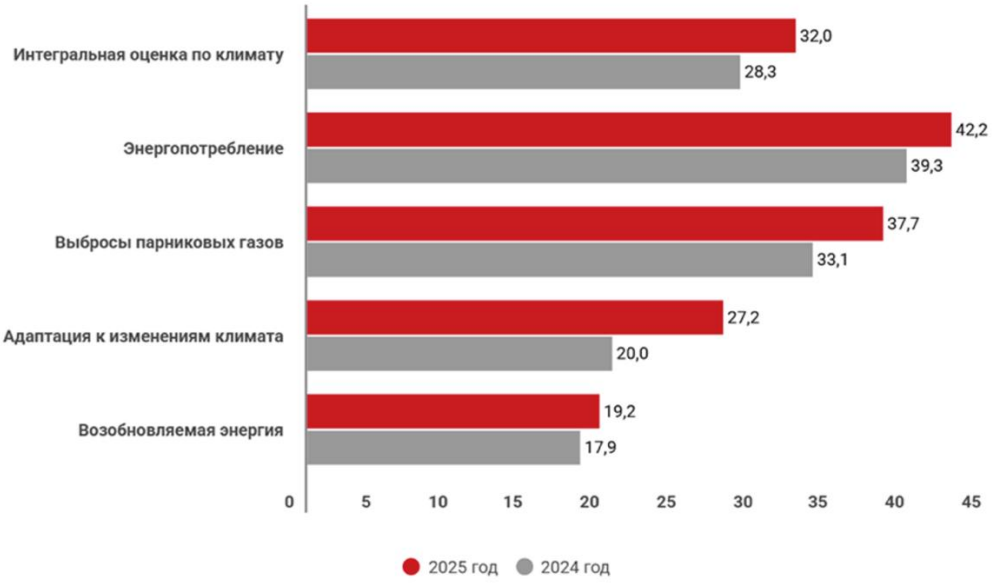


Рисунок 6.8 Средние баллы участников рэнкингов по управлению воздействием на климат 2024 и 2025 гг. по отдельным показателям

О сокращении выбросов заявляет большинство компаний: лишь 12% не имеют публичных заявлений. При этом 60% раскрывают информацию о реализуемых мерах по снижению выбросов и демонстрируют положительную динамику в удельных выбросах ПГ на единицу выручки[83].

Положение с возобновляемыми источниками энергии заметно хуже: стратегические документы по ВИЭ имеются менее чем у половины компаний, а собственную выработку или

[83] Там же.

закупку зеленых сертификатов практикуют только четверть компаний. Тем самым оба рейтинга согласованно фиксируют барьер перехода к структурным решениям.

Отраслевая структура

В 2025 г. горнометаллургические компании утратили лидирующие позиции, уступив финансовым организациям и энергетическому сектору (Рисунок 6.9). Первые лидируют по раскрытию данных об энергопотреблении и выбросах, вторые – по внедрению ВИЭ и адаптации к изменению климата. Нефтегазовый сектор, горнодобывающие и металлургические предприятия занимают средние позиции, химическая отрасль – более низкие. Лидерство финансовых организаций обеспечено прежде всего раскрытием данных о собственном энергопотреблении и выбросах, что согласуется с выводом п. 6.5.7 об операционной направленности их климатических стратегий.

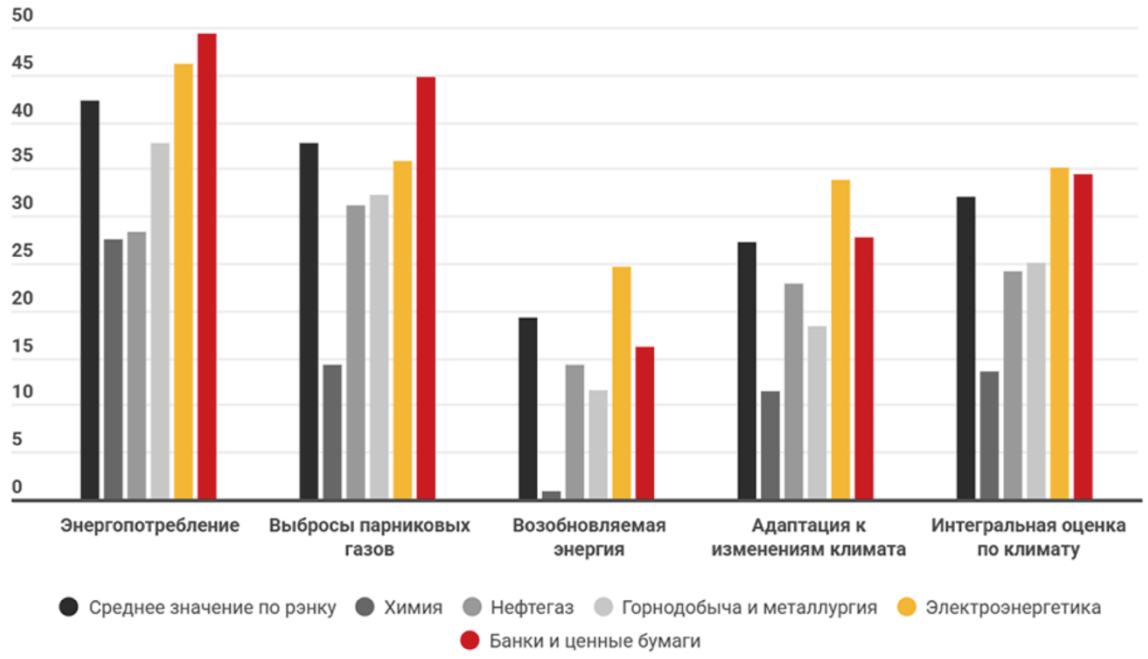


Рисунок 6.9 Отраслевой срез рэнкинга по управлению воздействием на климат 2025 г.

6.7.4 Данные мониторинга Банка России

Выводы, полученные по национальным рейтингам, подтверждает аналитическая записка Банка России «Мониторинг климатических и экологических стратегий крупнейших российских нефинансовых компаний за 2025 год» [84], основанная на публичной отчетности 58 крупнейших нефинансовых компаний пяти секторов за 2024 г.

Климатическая повестка в целом встроена в корпоративное управление: климат учитывается в стратегическом планировании у 66% компаний, выбросы ПГ по Охвату 1 раскрывают 74%. Среднесрочные цели по сокращению выбросов установлены у 57% компаний. При этом их распространенность существенно различается по отраслям: такие цели имеют 77% компаний

[84] Василенко Е., Модина Е., Сидоровский М., Шишигин С. Мониторинг климатических и экологических стратегий крупнейших российских нефинансовых компаний за 2025 год: аналитическая записка. М.: Банк России, 2026. URL: https://www.cbr.ru/Content/Document/File/190114/analytic_note_20260512_dfs.pdf. Записка отражает личную позицию авторов; результаты предварительные.

в секторе добычи ископаемого топлива, 64% – в металлургии и горнодобывающей промышленности, 56% – в химической и целлюлозно-бумажной промышленности, 50% – в генерации энергии и 30% – в транспортном секторе. В то же время долгосрочные обязательства, включая цели по достижению углеродной нейтральности, остаются сравнительно редкими – их заявили 22% компаний (в генерации энергии – 8%, в транспорте – 10%).

Меры по декарбонизации реализуют 62% компаний, однако они сосредоточены на действующих производствах – утилизации попутного нефтяного газа, сокращении утечек метана, переходе к электродуговой выплавке стали. При этом фактическая динамика экологических и климатических показателей не всегда соответствует заявленным намерениям.

Несмотря на рост сводной оценки климатической деятельности на 16% за год, положительная динамика наблюдалась не во всех отраслях. В химической и целлюлозно-бумажной промышленности оценка снизилась, а 9 из 58 компаний существенно сократили объем раскрываемой информации.

Таким образом, результаты мониторинга, основанного на иной выборке и методологии, подтверждают выводы национальных рейтингов: при сформированности базовых элементов климатического управления долгосрочное целеполагание и реализация структурных мер по-прежнему характерны для ограниченного числа компаний.

6.7.5 Вывод

Существенным ограничением текущей траектории представляется недостаточная обеспеченность реализуемых мер количественно измеримыми и верифицируемыми обязательствами. Фактическое снижение удельных выбросов демонстрирует значительная часть компаний, однако практические меры сосредоточены преимущественно на повышении эффективности действующих активов и не всегда опираются на формализованные целевые траектории, что затрудняет оценку достаточности предпринимаемых усилий.

6.8 Неопределенности и пробелы в знаниях

Методология учета:

- Отсутствие единого стандарта верификации данных и существенные расхождения в результатах оценки углеродного следа одного и того же производства в зависимости от применяемых методик (WSA, EU ETS, ГОСТ).
- Отсутствие системных исследований, сопоставляющих спутниковые и наземные методы оценки эмиссий метана, с учетом особенностей метанового цикла на территории РФ.

Макроэкономическое моделирование, в том числе моделирование эффектов углеродного регулирования на экспортных рынках и по цепочке поставок:

- Большинство существующих оценок влияния CBAM на российскую экономику (потери ВВП, снижение экспорта) базируется на статичных моделях и данных до 2022 года, не в полной мере учитывая эффект санкций, переориентацию торговых потоков и инфляционные шоки.
- Недостаточно исследованы косвенные эффекты углеродного регулирования — риски дисконтирования российской продукции на рынках дружественных стран (Китай, Индия), если их собственная продукция, произведенная из российского

сырья, будет облагаться трансграничными налогами при экспорте в третьи страны.

- Отсутствует консенсусная динамическая модель, связывающая углеродные платежи с ВВП и структурой торгового баланса в новых геополитических условиях.
- Практически отсутствуют проработанные сценарии фундаментального перехода (например, переход нефтегазовых компаний и угольных компаний от добычи сырья к энергетическим услугам), а также оценка социальных, регуляторных и налоговых барьеров для таких трансформаций.

Доступность корпоративных данных для отраслевого бенчмаркинга и принятия решений в финансовом секторе:

- Отсутствует общепринятый национальный стандарт расчета углеродного следа продукции, признаваемый ключевыми торговыми партнерами. Различия в методиках (WSA, EU ETS, российские ИТС НДТ) приводят к несопоставимости данных.
- Не определена архитектура взаимного признания углеродных единиц и сертификатов происхождения электроэнергии с дружественными юрисдикциями (ЕАЭС, БРИКС).
- Существующая отчетность ГИС-энергоэффективвность не является открытой и не может быть использована для разработки корпоративных стратегий.
- Прекращение сотрудничества международных платформ (например CDP, SBTi и других) ограничивает возможности использования международных сравнений в корпоративных стратегиях.
- Дефицит верифицируемых данных по Охвату 3 (фундаментальное ограничение для финансового сектора и бенчмаркинга) и публичных внутренних цен на углерод.

Технологические и природные климатические решения:

- Отсутствует системная оценка удельной стоимости сокращения выбросов (€/t CO2) по различным технологическим трекам (модернизация ТЭС vs ВИЭ vs ВИЭ+накопители vs CCUS). Не обоснованы макроэкономические эффекты масштабного внедрения CCUS в российских промышленных условиях
- Отсутствие оценки эффективности государственного стимулирования климатически нейтральных технологий строительства и модернизации ЖКХ
- Отсутствуют комплексные оценки преимуществ развития электрозарядной инфраструктуры по сравнению с альтернативными вариантами декарбонизации транспортного сектора, особенно в сегменте грузоперевозок
- Отсутствует комплексная оценка эффективности использования природных климатических проектов в качестве альтернативы радикальной трансформации угольной и иных ресурсодобывающих отраслей

Институциональная среда

- Непроработанность механизмов интеграции климатических рисков в долгосрочное стратегическое планирование компаний и отсутствие

нормативной базы для массового учета финансируемых выбросов в финансовом секторе.

- Нет исследований, оценивающих реалистичность заявленных корпоративных целей по достижению углеродной нейтральности с учетом доступных инвестиционных ресурсов, стоимости капитала и ограничений на импорт оборудования.

6.9 Выводы и рекомендации

Внешние предпосылки для корпоративных стратегий декарбонизации:

- Учитывая зависимость экономики России от экспорта сырьевых товаров, углеродное регулирование на ключевых рынках сбыта становится важным аспектом долгосрочного корпоративного планирования
- Механизм пограничной углеродной корректировки ЕС (CBAM) с 2026 года переходит в рабочий режим, превращая углеродный след из административного в финансовый фактор конкурентоспособности для российских экспортеров стали, алюминия, удобрений, цемента и водорода. Хотя в краткосрочном периоде (2026–2028) финансовая нагрузка будет сдерживаться остатками бесплатных квот в EU ETS, к 2030 году она станет существенной. При этом основные риски для российского бизнеса смещаются с прямых платежей на постепенную потерю рыночной доли из-за удельных выбросов по всей цепочке производства.
- Аналогичные требования к верифицированным данным о выбросах активно внедряют Китай (через национальную систему учета углеродного следа продукции) и страны Азии. Это делает способность формировать сопоставимые данные критическим условием сохранения позиций в переориентированных цепочках поставок.

Готовность бизнеса к изменению внешней среды и долгосрочные стратегии:

- Российские компании демонстрируют неоднородную готовность. Есть примеры реализации достаточно прорывных технологий, и, одновременно, достаточно сдержанное отношение к постановке целей по достижению углеродной нейтральности или радикальному сокращению абсолютных выбросов парниковых газов
- Углеродоемкость стали крупнейших российских металлургов близка к среднемировой, однако бенчмарки EU ETS остаются для них недостижимыми.
- Генеральная схема развития энергетики предполагает снижение удельной углеродоемкости энергии при росте абсолютных объемов выбросов парниковых газов, по крайней мере на горизонте до 2042 года. Приоритет отдается модернизации оборудования при одновременном наращивании мощностей генерации и сетевой инфраструктуры. Развитие низкоуглеродной генерации сдерживается в гидроэнергетике дороговизной обеспечения сетевых подключений, в атомной генерации длительными циклами строительства и мощностями машиностроения, в ВЭС и СЭС – нежеланием выходить за 10% лимит установленных мощностей при превышении которого требуется

значительная модернизация сетевой инфраструктуры и изменение подходов к управлению балансировкой системы

- Нефтегазовый сектор фокусируется на «зеленом барреле», снижении эмиссий метана и продвижении газификации в генерации и на транспорте
- ЖКХ и строительство сфокусировано на повышении энергоэффективности, при сдержанном развитии микрогенерации и конверсии отходов в энергию.
- Транспортный сектор делает упор на оптимизации маршрутов, электрификации ЖД и последней мили доставки и газификации морского и автотранспорта.
- Финансовый сектор пока ограничивается управлением собственными операционными выбросами, практически не затрагивая финансируемые выбросы (Охват 3).
- Сектор туризма и иных сервисов сфокусироан на сокращении ресурсопотребления, развитии безбумажных сервисов и оптимизации логистики
- Стратегии декарбонизации компаний носят адаптационный, а не трансформационный характер. Упор делается на мероприятияния, дающие экономические и климатиеские выгоды. Основной фокус направлен на снижение удельных выбросов в рамках существующих технологических цепочек (энергосбережение, газификация, утилизация отходов), а не на фундаментальную смену производственных процессов.
- Трансформационные сценарии развития не рассматриваются в открытых публикациях даже для угольной отрасли, находящейся в системном кризисе
- Нет исследования возможных траекторий социальной адаптации к изменениям, связанным с декарбонизацией промышленных процессов или рынков сбыта

Достигаемые результаты: оценки и рейтинги:

- После 2022 года сопоставление с зарубежными конкурентами затруднено из-за ухода международных рейтинговых площадок, что особенно важно в условиях глобальной конкуренции на рынках сырьевых товаров и динамично развивающемся регулировании углеродного следа продукции.
- Национальные рейтинги (Московской биржи, RAEX) фиксируют сформировавшийся базовый уровень климатического управления (наличие политик, учет Охвата 1 и 2), но выявляют слабое место — долгосрочное количественное целеполагание (особенно по Охвату 3) и структурную трансформацию бизнес-моделей.

Рекомендации:

- Необходимо заполнить исследовательские пробелы и неопределенности, особенно в части необходимости радикальной трансформации экспортных отраслей в текущих геополитических условиях
- В отсутствие доступа к международным инструментам отраслевого бенчмаркинга и валидации выбросов, необходимо, как минимум, сделать доступными для бизнес и научного сообщества внутрироссийские данные по выбросам парниковых газов по основным промышленным процессами и продуктам

- Для отраслей, наиболее подверженных переходным климатическим рискам, необходимо на государственном уровне утвердить отраслевые подходы управления такими рисками, и меры социальной поддержки для обеспечения справедливого перехода

Список литературы

Василенко Е., Модина Е., Сидоровский М., Шишигин С. Мониторинг климатических и экологических стратегий крупнейших российских нефинансовых компаний за 2025 год: аналитическая записка. М.: Банк России, 2026. URL: https://www.cbr.ru/Content/Document/File/190114/analytic_note_20260512_dfs.pdf.

Об ограничении выбросов парниковых газов: Федеральный закон от 02.07.2021 № 296-ФЗ // Собрание законодательства Российской Федерации. 2021. № 27 (ч. I). Ст. 5124.

Об утверждении критериев отнесения юридических лиц и индивидуальных предпринимателей к регулируемым организациям: постановление Правительства Российской Федерации от 20.04.2022 № 707 // Официальный интернет-портал правовой информации. URL: http://publication.pravo.gov.ru

Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года: утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 29.10.2021 № 3052-р // Собрание законодательства Российской Федерации. 2021. № 45. Ст. 7556.

Оверченко М. Крупнейшие инвесторы оценили приверженность компаний зеленому переходу // The Moscow Times. 24.03.2021. URL: https://ru.themoscowtimes.com/2021/03/24/krupneishie-investori-otsenili-priverzhennost-kompanii-zelenomu-perehodu-a103969

CDP представила международный климатический рейтинг компаний 2021 // Бизнес и Общество. 30.12.2021. URL: https://www.b-soc.ru/cdp-predstavila-mezhdunarodnyj-klimaticheskij-rejting-kompanij/

Газпром нефть получила самый высокий среди российских нефтяных компаний климатический рейтинг CDP: пресс-релиз ПАО «Газпром нефть». 10.12.2020. URL: https://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/

Газпром нефть подтвердила высокий климатический рейтинг CDP: пресс-релиз ПАО «Газпром нефть». 17.12.2021. URL: https://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/

Лидеры рэнкинга по управлению воздействием на климат (2026 год): аналитика // RAEX. 01.04.2026. URL: https://raex-rr.com/ESG/ESG_companies/climate_change/2026/analytics/

Лидеры рэнкинга по управлению воздействием на климат (2026 год): методика // RAEX. URL: https://raex-rr.com/ESG/ESG_companies/climate_change/2026/methods/

Методология оценки климатической устойчивости компаний (Методология MOEX) // ПАО «Московская Биржа». URL: https://www.moex.com

Роснефть вошла в число лучших нефтегазовых компаний в международном климатическом рейтинге CDP: пресс-релиз ПАО «НК «Роснефть». 13.12.2021. URL: https://www.vedomosti.ru/press_releases/2021/12/13/rosneft-voshla-v-chislo-luchshih-neftegazovih-kompanii-v-mezhdunarodnom-klimaticheskom-reitinge-cdp

РУСАЛ возглавил климатический рейтинг CDP среди алюминиевых компаний: пресс-релиз МКПАО «ОК РУСАЛ». URL: https://rusal.ru/press-center/press-releases/rusal-vozglavil-klimaticheskiy-reyting-cdp-sredi-alyuminievykh-kompaniy/

Эксперт РА присвоил рейтинг АО «Архангельский ЦБК» на уровне ESG-II(c): пресс-релиз рейтингового агентства «Эксперт РА». 13.05.2022. URL: https://raexpert.ru/releases/2022/may13

CDP A List 2025: Global Momentum for Environmental Transparency Remains Strong as Markets Demand Actionable Data: press release // CDP. 08.01.2026. URL: https://www.cdp.net/en/press-releases/cdp-a-list-2025

Climate Action 100+ Issues Its First-Ever Net Zero Company Benchmark of the World's Largest Corporate Emitters // Climate Action 100+. March 2021. URL: https://www.climateaction100.org/news/climate-action-100-issues-its-first-ever-net-zero-company-benchmark-of-the-worlds-largest-corporate-emitters/

Climate Action 100+ Net Zero Company Benchmark: Interim Assessments. Public Summary, October 2022 // Climate Action 100+. URL: https://www.climateaction100.org/wp-content/uploads/2022/10/October-2022-Benchmark-interim-assessments_public-summary_Final_13Oct22.pdf

Company Assessments // Climate Action 100+. URL: https://www.climateaction100.org/net-zero-company-benchmark/new-company-listing/

Gazprom (Not active) // Transition Pathway Initiative. URL: https://www.transitionpathwayinitiative.org/companies/gazprom

Keeping Pace: Disclosure Data Factsheet 2025 // CDP. URL: https://www.cdp.net/en/insights/keeping-pace-disclosure-data-factsheet-2025

Methodology and Indicators Report: Management Quality and Carbon Performance. Version 4.0, November 2021 // Transition Pathway Initiative. URL: https://www.transitionpathwayinitiative.org/publications/uploads/2021-methodology-report-management-quality-and-carbon-performance-version-4-0

Nornickel (Not active) // Transition Pathway Initiative. URL: https://www.transitionpathwayinitiative.org/companies/nornickel

NovaTek (Not active) // Transition Pathway Initiative. URL: https://www.transitionpathwayinitiative.org/companies/novatek

Rosneft Oil (Not active) // Transition Pathway Initiative. URL: https://www.transitionpathwayinitiative.org/companies/rosneft-oil

Scaling the Standard 2026 // CDP. URL: https://www.cdp.net/en/insights/scaling-the-standard-2026

Scores and A Lists // CDP. URL: https://www.cdp.net/en/data/scores

Severstal (Not active) // Transition Pathway Initiative. URL: https://www.transitionpathwayinitiative.org/companies/severstal

State of the Corporate Transition 2025 // TPI Centre; Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment, LSE. September 2025. URL: https://www.transitionpathwayinitiative.org/publications/uploads/2025-state-of-the-corporate-transition-2025.pdf

Transition Pathway Initiative (TPI) Management Quality Scores, Powered by LSEG: fact sheet // LSEG. URL: https://www.lseg.com/content/dam/data-analytics/en_us/documents/fact-sheets/lseg-tpi-mq-scores-factsheet.pdf

«Эксперт РА». «Эксперт РА повысил рейтинг ESG АО «Банк ДОМ.РФ» до уровня ESG-AA+ и изменил прогноз на позитивный». 14 августа 2025 г.https://raexpert.ru/releases/2025/aug14b

Amendola M. Winners and losers of the EU carbon border adjustment mechanism. An intra-EU issue? // Energy Economics. – 2025. – T. 142. – C. 108139.

ASEAN Carbon Market Framework. https://accfofficial.org/

Asian Development Bank. (2025). 2021 Energy Policy: Supporting Low-Carbon Transition in Asia and the Pacific (as amended in November 2025). https://www.adb.org/documents/2021-energy-policy-amended-november-2025

ASUENE (2024) How does CBAM Impact Southeast Asian Economies? March 15 2024. https://asuene.com/us/news/article-20240315

Bank Negara Malaysia (2022) Navigating Malaysia's Economic Transition towards a Decarbonised Future, Outlook and Policy in 2023.

Between India and the EU, a carbon gap and an FTA bridge. India-EU Trade Council, 3 January 2026.

Border Carbon Adjustments: Policy Considerations, Legislation, and Developments in the European Union. Congress.gov, Library of Congress, 22 September 2026, https://www.congress.gov/crs-product/R48247.

Burnett N., Dillon A., Hewitt T., Jozepa I. (2024) Carbon Border Adjustment Mechanism. Research Briefing. House of Commons Library. Available at: https://researchbriefings.files.parliament.uk/documents/CBP-9935/CBP-9935.pdf

Carbon Credit VN (2025) What Are CBAM and EUDR?

Carbon Leakage Review: Final report. Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water. Feb-ruary 2025 https://www.dcceew.gov.au/sites/default/files/documents/carbon-leakage-review-final-report.pdf

CarbonPlatform. Российские климатические проекты. Проекты СберСити для очередей строительства 1–4, 5–8 и 9–12. https://carbonplatform.ru/klimaticheskiye-proyekty-v-reestre

CDP A List 2025: Global Momentum for Environmental Transparency Remains Strong as Markets Demand Actionable Data: press release // CDP. 08.01.2026. URL: https://www.cdp.net/en/press-releases/cdp-a-list-2025

CDP представила международный климатический рейтинг компаний 2021 // Бизнес и Общество. 30.12.2021. URL: https://www.b-soc.ru/cdp-predstavila-mezhdunarodnyj-klimaticheskij-rejting-kompanij/

China National ETS, https://icapcarbonaction.com/en/ets/china-national-ets

China plans new carbon measurement standards to boost climate efforts. Reuters, June 5 2024. https://www.reuters.com/business/environment/china-establish-carbon-footprint-management-system-by-2027-2024-06-05/

China targets 17% cut in carbon intensity by 2030 under new climate plan, Xinhua, July 29, 2026, http://english.scio.gov.cn/pressroom/2026-07/29/content_118624122.html

Clausing K. A., Elkerbout M., Nehrkorn K., Wolfram C. (2024) How Carbon Border Adjustments Might Drive Global Climate Policy Momentum (Resources for the Future). https://www.rff.org/publications/reports/how-carbon-border-adjustments-might-drive-global-climate-policy-momentum/

Climate Action 100+ Issues Its First-Ever Net Zero Company Benchmark of the World's Largest Corporate Emitters // Climate Action 100+. March 2021. URL: https://www.climateaction100.org/news/climate-action-100-issues-its-first-ever-net-zero-company-benchmark-of-the-worlds-largest-corporate-emitters/

Climate Action 100+ Net Zero Company Benchmark: Interim Assessments. Public Summary, October 2022 // Climate Action 100+. URL: https://www.climateaction100.org/wp-content/uploads/2022/10/October-2022-Benchmark-interim-assessments_public-summary_Final_13Oct22.pdf

Company Assessments // Climate Action 100+. URL: https://www.climateaction100.org/net-zero-company-benchmark/new-company-listing/

Dechezleprêtre A., Haramboure A., Kögel C., Lalanne G., Yamano N. Carbon Border Adjustments: The potential effects of the EU CBAM along the supply chain [Электронный ресурс] // OECD Science, Technology and Industry Working Papers. 2025. No. 2025/02. Paris: OECD Publishing.
URL: https://www.oecd.org/content/dam/oecd/en/publications/reports/2025/01/carbon-border-adjustments_b9049067/e8c3d060-en.pdf

Decoding the CBAM Annexure in the India–EU FTA: A Relief for Indian Manufacturing. The Europe India Journal, 31 July 2026.

Delivorias A. (2026). CBAM extension to downstream (EPRS Briefing PE 789.314). European Parliamentary Re-search Service. July 2026. https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2026/789314/EPRS_BRI(2026)789314_EN.pdf

Department of Finance Canada. Exploring Border Carbon Adjustments for Canada. Government of Canada, 5 Aug. 2021, https://www.canada.ca/en/department-finance/programs/consultations/2021/border-carbon-adjustments/exploring-border-carbon-adjustments-canada.html.

Dolphin G., Ferrucci G. The EU's CBAM: Implications for Member States and Trading Partners [Электронный ресурс] // International Monetary Fund: офиц. сайт. 2025. June. (IMF Working Paper; WP/25/125). URL: https://www.imf.org/-/media/files/publications/wp/2025/english/wpiea2025125-print-pdf.pdf

EDGAR (Emissions Database for Global Atmospheric Research) Community GHG Database (a collaboration between the European Commission, Joint Research Centre (JRC), the International Energy Agency (IEA), and comprising IEA-EDGAR CO2, EDGAR CH4, EDGAR N2O, EDGAR F-GASES version EDGAR_2025_GHG (2025) European Commission

EUROFER, Годовой отчет «Европейская сталелитейная промышленность в действии 2026», https://www.eurofer.eu/publications/brochures-booklets-and-factsheets/annual-report-european-steel-in-action-2026

European Institute for Asian Studies (2026) CBAM: Barrier or Bridge for EU-China Trade? Policy Brief, July 28, 2026.

Eurostat (2025) Extra-EU trade by partner. https://doi.org/10.2908/EXT_LT_MAINEU

Financial Services Disclosure Report 2022 // CDP. URL: https://downloads.ctfassets.net/v7uy4j80khf8/4IosDP7e8CTwqaLbqxcA8q/42830efa7dde4bfd04f16a1ed01ee7aa/CDP_Financial_Services_Disclosure_Report_2022.pdf

Gazprom (Not active) // Transition Pathway Initiative. URL: https://www.transitionpathwayinitiative.org/companies/gazprom

India to Launch First Carbon Trading Programme by October 2026, Outlook Publishing India, 25 February 2026.

Indian Carbon Credit Trading Scheme. https://icapcarbonaction.com/en/ets/indian-carbon-credit-trading-scheme

Indian minister slams European carbon taxes as 'repeat of colonialism'. fDi ntelligence (Financial Times), 7 May 2025 https://www.fdiintelligence.com/content/7dc833e9-f949-408b-9d1d-1e34e6c8aa5f

International Carbon Action Partnership (2025) EU and UK commit to linking emissions trading systems in land-mark cooperation agreement, May 22, 2025 https://icapcarbonaction.com/en/news/eu-and-uk-commit-linking-emissions-trading-systems-landmark-cooperation-agreement

Keeping Pace: Disclosure Data Factsheet 2025 // CDP. URL: https://www.cdp.net/en/insights/keeping-pace-disclosure-data-factsheet-2025

Koohestanian E., Sadeghi J., Mohebbi-Kalhori D., Shahraki F., Samimi A. A novel process for CO_2 capture from the flue gases to produce urea and ammonia // Energy. – 2018. – Vol. 144. – P. 279-285. – https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.12.034

Kumar R., Bordoloi N. Role of Slow-Release Fertilizers and Nitrification Inhibitors in Greenhouse Gas Nitrous Oxide (N_2O) Emission Reduction from Rice-Wheat Agroecosystem // Bordoloi, N., Bauddh, K., Baruah, K. (eds) Agricultural Greenhouse Gas Emissions: Problems and Solutions. Singapore, 2024. https://doi.org/10.1007/978-981-97-7554-5_11

Lau, Wee-Yeap & Ma, Yue. (2026). The Development of Carbon Markets in Southeast Asian Countries. in Technologies in Developing Countries to Achieve Sustainable Development Goals, ed. M. F. Abdul-Wahab, H. L. Lee, H. L. Ong, R. Doong, and Z. Yusop, Royal Society of Chemistry, 2026, ch. 6, pp. 77-107. DOI:10.1039/9781837677252-00077.

Lestan F., Kabiraj S., George B. Preliminary impact assessment of carbon border adjustment mechanism on Russian economy //FIIB Business Review. – 2023. – C. 23197145221143033.

Li M. et al. The impacts of Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) on international trade and policy responses: From an economic and environmental equity perspective //Energy Policy. – 2026. – T. 210. – C. 115014.

Los B., Timmer M. P., De Vries G. J. Tracing value-added and double counting in gross exports: Comment //American Economic Review. – 2016. – T. 106. – №. 7. – C. 1958-1966.

Makarov I. et al. Russia and Global Green Transition: Risks and Opportunities [Электронный ресурс]. Washington, DC : World Bank ; Moscow : HSE University, 2021.

URL: https://we.hse.ru/data/2024/10/10/1886265735/Russia-and-Global-Green-Transition-Risks-and-Opportunities.pdf

Maliszewska, M., Fischer, C., Jung, E., & Chepeliev, M. (2025). Reproducibility package for Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) Exposure Indices – Methodological Note. World Bank. https://doi.org/10.60572/WS73-Z418

Melara F., da Silva L.K., Martins Sanderi D., Dal Castel Krein D., Machado T. S., Dettmer A., Steffanello Piccin J. Enhanced efficiency fertilizer: a review on technologies, perspectives, and research strategies // Environ Dev Sustain. – 2026. – Is. 28. – P. 12505–12531. – https://doi.org/10.1007/s10668-024-05468-7

Methodology and Indicators Report: Management Quality and Carbon Performance. Version 4.0, November 2021 // Transition Pathway Initiative. URL: https://www.transitionpathwayinitiative.org/publications/uploads/2021-methodology-report-management-quality-and-carbon-performance-version-4-0

Nikiforov V., Tikhomirov D. The Impact of the EU Carbon Border Adjustment Mechanism on Russian Exporters //Корпоративные финансы. – 2022. – Т. 16. – №. 3. – С. 30-37.

Nornickel (Not active) // Transition Pathway Initiative. URL: https://www.transitionpathwayinitiative.org/companies/nornickel

NovaTek (Not active) // Transition Pathway Initiative. URL: https://www.transitionpathwayinitiative.org/companies/novatek

Perdana S., Vielle M. Carbon border adjustment mechanism in the transition to net-zero emissions: Collective implementation and distributional impacts //Environmental Economics and Policy Studies. – 2023. – Т. 25. – №. 3. – С. 299-329.

Pindyck R. S. The social cost of carbon revisited //Journal of Environmental Economics and Management. – 2019. – Т. 94. – С. 140-160.

Rennert K. et al. Comprehensive evidence implies a higher social cost of CO2 //Nature. – 2022. – Т. 610. – №. 7933. – С. 687-692.

Rosneft Oil (Not active) // Transition Pathway Initiative. URL: https://www.transitionpathwayinitiative.org/companies/rosneft-oil

Sandbag (2025) Chemicals in the CBAM: Time to step up. November 2025. https://sandbag.be/wp-content/uploads/Sandbag_2025_Chemicals-in-the-CBAM.pdf

Scaling the Standard 2026 // CDP. URL: https://www.cdp.net/en/insights/scaling-the-standard-2026

Scores and A Lists // CDP. URL: https://www.cdp.net/en/data/scores

Selvaraju S. (2025). What does the Carbon Credit Trading Scheme mean for the Indian steel sector? LSE Research Online Documents on Economics 130523, London School of Economics and Political Science, August 2025.

Severstal (Not active) // Transition Pathway Initiative. URL: https://www.transitionpathwayinitiative.org/companies/severstal

Siemens Energy. *SGT-400 Industrial Gas Turbine*. Power generation technical data: 10.5 MW, gross efficiency 35.4%, heat rate 10 173 kJ/kWh. Siemens Energy

State of the Corporate Transition 2025 // TPI Centre; Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment, LSE. September 2025. URL:

https://www.transitionpathwayinitiative.org/publications/uploads/2025-state-of-the-corporate-transition-2025.pdf

Sun X. et al. The carbon border adjustment mechanism is inefficient in addressing carbon leakage and results in unfair welfare losses //Fundamental Research. – 2024. – Т. 4. – №. 3. – С. 660-670.

Tanaka T., Nagashima F. Estimating the embodied carbon emissions and economic impacts of the EU carbon border adjustment mechanism and China's retaliatory measures //Journal of Environmental Management. – 2025. – Т. 390. – С. 126209.

Tarr D. G. et al. Why carbon border adjustment mechanisms will not save the planet but a climate club and subsidies for transformative green technologies may //Energy Economics. – 2023. – Т. 122. – С. 106695.

The Asia Group (2026) The Big Picture: How the Indo-Pacific is Navigating Europe's Carbon Tax, March 24, 2026

The European Council (2026) EU-India trade: facts and figures, 10 July 2026. https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/eu-india-trade-facts-and-figures/

The GCCA 2050 Cement and Concrete Industry Roadmap for Net Zero Concrete. London, UK, 46 pp. https://gccassociation.org/concretefuture/wp-content/uploads/2021/10/GCCA-Concrete-Future-Roadmap-Document-AW.pdf

The Seconded European Standardization Expert for China (2026) China Carbon Footprint standardization and certification, May 2026. https://sesec.eu/wp-content/uploads/2026/05/SESEC-VI-Annex-4-CN-CF-Standardization-as-of-March-2026.pdf

TNO. *De-centralised power production using low-calorific value gas from renewable energy resources in gas turbines*. ECN-C--01-056. Раздел 2.4.2 «Steam turbine»: характеристики простых паросиловых циклов 1–10 МВт. TNO

Transition Pathway Initiative (TPI) Management Quality Scores, Powered by LSEG: fact sheet // LSEG. URL: https://www.lseg.com/content/dam/data-analytics/en_us/documents/fact-sheets/lseg-tpi-mq-scores-factsheet.pdf

U.S. Environmental Protection Agency. *Catalog of CHP Technologies*. Section: Steam Turbines. 2017. nepis.epa.gov

UNCTAD. A European Union Carbon Border Adjustment Mechanism: Implications for developing countries [Электронный ресурс]. Geneva: United Nations Conference on Trade and Development, 2021. URL: https://unctad.org/system/files/official-document/osginf2021d2_en.pdf

Wärtsilä. *Engine power plant products*. Technical data for 31SG and 34SG gas engine generating sets. Вартсила

Wärtsilä. *Wärtsilä 34SG gas engine for power plants*. Technical data: 9.795 MW, electrical efficiency 48.9%, heat rate 7363 kJ/kWh. Вартсила

World Steel Association. Отчет о показателях устойчивого развития за 2025 год, https://worldsteel.org/wider-sustainability/sustainability-indicators/

Yuan Yuan, Zhangying Wu, Jiale Sun, Danyang Wang & Qi Fu. (2026) Institutional Isomorphism and Strategic Response: Evolution Mechanism of Urban Green Infrastructure Labels in the

Yangtze River Delta Region from 2005 to 2025. Land 15:9, pages 1556. https://doi.org/10.1080/17450101.2026.2695078

Yue, T., Liu, L., Xie, Y., & Liu, X. (2025). The impact of the EU carbon border adjustment mechanism on China based on the climate club. Carbon Management, 16(1). https://doi.org/10.1080/17583004.2025.2505727

Zhong J., Pei J. Beggar thy neighbor? On the competitiveness and welfare impacts of the EU's proposed carbon border adjustment mechanism // Energy policy. – 2022. – Т. 162. – С. 112802.

Агро XXI. Инновационные продукты для стабилизации азотных удобрений выводят эффективность подкормок сельхозкультур на новый уровень. – [Электронный ресурс]. – https://www.agroxxi.ru/zhurnal-agromir-xxi/stati-rastenievodstvo/udobrjaite-bez-poter.html

АНО «Институт ресурсной эффективности». «Инженерные системы Центра устойчивого развития промышленности Минпромторга России». Геотермальное поле, тепловые насосы, солнечные гелиоколлекторы, капиллярные тепловые маты, SCADA и научно-исследовательская инфраструктура. https://anoire.center/sustainable-industrial-development-center/

Банк ДОМ.РФ. «АКРА подтвердило соответствие Концепции инструментов финансирования устойчивого развития Банка ДОМ.РФ стандартам в сфере ESG-финансирования». 24 сентября 2025 г. https://domrfbank.ru/press/newcommon/akra-podtverdilo-sootvetstvie-kontseptsii-instrumentov-finansirovaniya-ustoychivogo-razvitiya-banka/

Банк ДОМ.РФ. Годовой отчет за 2025 год. Раздел «Устойчивое развитие». https://domrfbank.ru/upload/reports/2025/

Банкиры смотрят ВИЭ. Первые сертификаты на зеленую энергию купил «Сбер» // Коммерсантъ. 22.11.2021. URL: https://www.kommersant.ru/doc/5087738

Башмаков И. А., Башмаков В. И., Борисов К. Б., Дзедзичек М. Г., Лунин А. А., Лебедев О. В. CBAM. Последствия для российской экономики. М. : ЦЭНЭФ-XXI, 2021. 140 с.

Башмаков И. А., Борисов К. Б., Гусева Т. В., Дзедзичек М. Г., Лебедев О. В., Лунин А. А. 2026. Бенчмаркинг углеродоемкости производства энергии на тепловых электростанциях Российской Федерации, Фундаментальная и прикладная климатология, т. 12, № 1, с. 33-66, doi:10.21513/2410-8758-2026-1-33-66.

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

Башмаков И. А., Е. Н. Потапова, К. Б. Борисов, О. В. Лебедев, Т. В. Гусева. 2023. Декарбонизация цементной отрасли и развитие систем экологического и энергетического менеджмента. Строительные материалы. 2023. №9, С. 4-12. DOI: http://doi.org/10.31659/0585-430X-2023-817-9-4-12

Башмаков И. А., Скобелев Д. О., Борисов К. Б., Гусева Т. В. 2021. Системы бенчмаркинга по удельным выбросам парниковых газов в черной металлургии // Черная металлургия.

Бюллетень научно-технической и экономической информации. 2021. Т. 77. № 9. С. 1071-1086. Doi: 10.32339/0135-5910-2021-9-1071-1086

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

Башмаков И.А., Борисов К.Б., Гусева Т.В., Дзедзичек М.Г., Лебедев, О.В., Лунин А.А. (2026) «Бенчмаркинг углеродоемкости производства энергии на тепловых электростанциях Российской Федерации», *Фундаментальная и прикладная климатология*, т. X, № 1, с. XX-XX, doi:10.21513/2410-8758-2026-1-XX-XX.

Bashmakov I.A., Borisov K.B., Guseva T.V., Dzedzichek M.G., Lebedev O.V., Lunin A.A. (2026) Benchmarking the carbon intensity of energy production at Russian thermal power plants, *Fundamental and Applied Climatology*, vol. X, no. 1, pp. XX-XX, doi:10.21513/2410-8758-2026-1-XX-XX.

Башмаков И.А., Лебедев О.В., Гусева Т.В. 2024. Система бенчмаркинга углеродоемкости производства керамических изделий // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. т. 26, № 2, 2024. С. 152-162. DOI: 10.37313/1990-5378-2024-26-2-152-164.

Башмаков, И. А., Лебедев, О. В., Борисов, К. Б., Гусева, Т. В. 2025. Система бенчмаркинга по энергоэффективности и удельным выбросам парниковых газов при производстве аммиака, Фундаментальная и прикладная климатология, т. 11, № 3, с. 316-337, doi:10.21513/2410-8758-2025-3-316-337.

Бенчмаркинг энергоэффективности и углеродоемкости производства энергии на тепловых электростанциях в Российской Федерации: монография / Гл. ред. И.А. Башмаков – Москва: Изд-во «Перо», 2026. https://cenef-xxi.ru/articles/benchmarking-energoeffektivnosti-i-uglerodoemkosti-proizvodstva-energii-na-tes-v-rossijskoj-federacii-kniga-cepp-i-cenef-xxi

В России вступил в силу закон о зеленых сертификатах на электроэнергию // ТАСС. 01.02.2024. URL: https://tass.ru/ekonomika/19871673

Вотинов А.И., Лазарян С.С., Радионов С.А., Судаков С.С. Оценка последствий применения механизма трансграничного углеродного регулирования Евросоюза для России. Экономический журнал ВШЭ. 2021; 25(3): 452–477.

Выгон Г. и др. Евро ТУР: цена вопроса. М : VYGON Consulting, 2021. 57 с.

Газпром нефть подтвердила высокий климатический рейтинг CDP: пресс-релиз ПАО «Газпром нефть». 17.12.2021. URL: https://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/

Газпром нефть получила самый высокий среди российских нефтяных компаний климатический рейтинг CDP: пресс-релиз ПАО «Газпром нефть». 10.12.2020. URL: https://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/

Газы парниковые, Часть 1. Требования и руководство по количественному определению и отчетности о выбросах и удалении парниковых газов на уровне организации ISO 14064 — 1:2006 Greenhouse gases — Part 1: Specification with guidance at the organizational level for quantification and reporting of greenhouse gas emissions and removals (IDT);

Гайда И. и др. Европейский механизм пограничной углеродной корректировки — ключевые вопросы и влияние на Россию. М. : Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО, 2021. 50 с.1

Герасимова А. и др. Трансграничное углеродное регулирование ЕС: актуальность и последствия введения. М. : Аналитический хаб Сбербанка, 2022. 28 с.

Годовой отчет Группы «Интер РАО» за 2024 год. https://www.interrao.ru/investors/disclosure/annual/2024.php

Годовые отчеты Группы «РусГидро» за 2023-2024 гг. https://rushydro.ru/investors/disclosure/reports/annual-reports/

Годовые отчеты ПАО «Юнипро» за 2023-2024 гг. https://unipro.energy/shareholders/disclosure/annual_reports/

ГОСТ Р 113.00.11–2022 «Наилучшие доступные технологии. Порядок проведения бенчмаркинга удельных выбросов парниковых газов в отраслях промышленности».

ГОСТ Р 113.00.30—2023 «Наилучшие доступные технологии. Методические рекомендации по разработке обязательного приложения информационно-технического справочника по наилучшим доступным технологиям «Индикативные показатели удельных выбросов парниковых газов».

ГОСТ Р 51750-2001. Энергосбережение. Методика определения энергоёмкости при производстве продукции и оказании услуг в технологических энергетических системах. Общие положения. Docload

ГОСТ Р 54964-2023 "Оценка соответствия. Экологические требования к объектам недвижимости"

ГОСТ Р 71466-2024 Экологические требования к объектам недвижимости. Энергосбережение и энергетическая эффективность зданий жилых и общественных. Методы оценки показателей углеродного следа

ГОСТ Р 72599-2026 Экологическая декларация строительных материалов и технологий. Общие требования

Давыдова А.Ю., Макаров И.А., Смоловик Е.В. Последствия введения пограничного углеродного регулирования в Китае для российской экономики: анализ на основе GTAP-моделей. Экономический журнал ВШЭ. 2025; 29(3): 462–493. DOI: 10.17323/1813-8691-2025-29-3-462-493

ИТС 2-2022. «Производство аммиака, минеральных удобрений и неорганических кислот».

Климатические риски: раздел «Стимулирующее регулирование» // Банк России. URL: https://www.cbr.ru/finstab/Climate_risks/

Левин Н. В., Малявин А. С. Производство серной кислоты // Зелёные проекты. Ситуационные исследования. – М.: Деловой экспресс, 2021. – С. 104-113.

Лидеры рэнкинга по управлению воздействием на климат (2026 год): аналитика // RAEX. 01.04.2026. URL: https://raex-rr.com/ESG/ESG_companies/climate_change/2026/analytics/

Материалы СберСити и материалы о технологической инфраструктуре проекта: распределенная энергетика, фотоэлектрические элементы, накопители энергии и теплонасосные технологии.

Международные горизонты зеленых сертификатов: Сбер и Ассоциация «НП Совет рынка» начали работу по их взаимному признанию в Китае и странах ЕАЭС. 24.10.2024. URL: https://rreda.ru/news/rreda-news/2765/

Методики количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов, Приказ Минприроды РФ № 371 от 27.05.22 «Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов».

Методические указания по количественному определению объема косвенных энергетических выбросов парниковых газов, Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 29 июня 2017 года № 330.

Методология оценки климатической устойчивости компаний (Методология MOEX) // ПАО «Московская Биржа». URL: https://www.moex.com

Министерство финансов РФ (2021) Основные направления бюджетной, налоговой и таможенно-тарифной политики на 2022 год и плановый период 2023 и 2024 годов.

Мухина М.Т., Боровик Р.А., Коршунов А.А. Удобрения пролонгированного действия: основные этапы и направления развития // Плодородие. – 2021. – №4. – С. 77-82.

Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом за 1990–2023 гг. – М.: Росгидромет, 2023

О подходах финансовых организаций к управлению климатическими рисками: информационный материал. М.: Банк России, 2025. URL: https://www.cbr.ru/Content/Document/File/172323/info_04022025.pdf

Об ограничении выбросов парниковых газов: Федеральный закон от 02.07.2021 № 296-ФЗ // Собрание законодательства Российской Федерации. 2021. № 27 (ч. I). Ст. 5124.

Об утверждении критериев отнесения юридических лиц и индивидуальных предпринимателей к регулируемым организациям: постановление Правительства Российской Федерации от 20.04.2022 № 707 // Официальный интернет-портал правовой информации. URL: http://publication.pravo.gov.ru

Оверченко М. Крупнейшие инвесторы оценили приверженность компаний зеленому переходу // The Moscow Times. 24.03.2021. URL: https://ru.themoscowtimes.com/2021/03/24/krupneishie-investori-otsenili-priverzhennost-kompanii-zelenomu-perehodu-a103969

Отчеты “Ammonia Energy Association”, 2018 https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/htac_dec18_05_brown.pdf?Status=Master

Отчеты International Fertilizer Industry Association (IFA), 2004, 2009, https://www.inference.org.uk/sustainable/images/2009_tech_energy_efficiency.pdf; https://www.fertilizer.org/wp-content/uploads/2023/01/2007_tech_hcmc_al_ansari_slides.pdf

Отчеты об устойчивом развитии «ЭЛ5-Энерго» за 2023-2024 гг. https://el5-energo.ru/sustainability/sustainability-reports/

Отчеты об устойчивом развитии Группы «Т плюс» за 2023-2024 гг. https://www.tplusgroup.ru/kso/

Отчеты об устойчивом развитии ПАО «Мосэнерго» за 2023-2024 гг. https://mosenergo.gazprom.ru/investors/reports/annual-reports/

Отчеты об устойчивом развитии ПАО «ТГК-1» за 2023-2024 гг. https://www.tgc1.ru/ir/reports/

Официальная статистическая методология составления топливно-энергетического баланса Российской Федерации: утв. приказом Росстата от 04.04.2014 № 229. Гарант

Попов А.Ю., Малявин А.С., Костылева В.М. Бенчмаркинг по удельным выбросам парниковых газов в отрасли минеральных удобрений // Химическая промышленность сегодня. – 2022. – № 5. – С. 18-23.

Попов А.Ю., Пенигин А.В., Дымочкина М.Г. Прогресс в развитии проектов CCUS в России // Химическая промышленность сегодня. – 2024. – № 3. – С. 22-29.

Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 27.05.2022 № 371 «Об утверждении методик количественного определения объёмов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов». Приложение: «Стационарное сжигание топлива». КонсультантПлюс

Приказ Минприроды России №330 от 29.07.2017 года «Об утверждении методических указаний по количественному определению объема косвенных энергетических выбросов парниковых газов».

Приказ Минприроды России №371 от 27.05.2022 года «Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов».

Производство карбамида (мочевины) в России 2025: рост на 24,4% за период 2022–2025 годов. – [Электронный источник] – URL: https://alto-group.ru/new/20460-proizvodstvo-karbamida-mocheviny-v-rossii-2025-rost-na-244-za-period-2022-2025-godov.html lto-group.ru/new/20460-proizvodstvo-karbamida-mocheviny-v-rossii-2025-rost-na-244-za-period-2022-2025-godov.html

РБК Недвижимость. Андрей Лихачев. «СберСити — о том, что такое экологичное строительство». 25 июня 2024 г. https://realty.rbc.ru/news/667929729a794729acc85a6c

Роснефть вошла в число лучших нефтегазовых компаний в международном климатическом рейтинге CDP: пресс-релиз ПАО «НК «Роснефть». 13.12.2021. URL: https://www.vedomosti.ru/press_releases/2021/12/13/rosneft-voshla-v-chislo-luchshih-neftegazovih-kompanii-v-mezhdunarodnom-klimaticheskom-reitinge-cdp

Российский реестр углеродных единиц CarbonUnits.ru. Климатический проект № 00-2025-00000063. «Энергоэффективные решения, применяемые СберСити в рамках строительства 1–4 очередей в Рублёво-Архангельском». Планируемое сокращение выбросов — 306 193 т CO_2-экв. https://carbonunits.ru/aprel-2025-2/

Российское энергетическое агентство Минэнерго России «Отчет о состоянии теплоэнергетики и централизованного теплоснабжения в Российской Федерации в 2023 году». 2024 год https://rosenergo.gov.ru/report-tc/2023/

Российское энергетическое агентство Минэнерго России Ежегодный аналитический отчет «Оценка тепловой экономичности функционирования тепловых электрических станций». 2025 год https://rosenergo.gov.ru/reports/2025/

Росстат. Годовой обзор «Анализ рынка аммиака в России в 2018-2022 гг., прогноз на 2023-2027 гг. в условиях санкций», https://rosstat.gov.ru/metod/manualrussian_web.pdf

Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК, 2006. Том 3: Промышленные процессы и использование продуктов. Глава 3. Выбросы химической промышленности.

РУСАЛ возглавил климатический рейтинг CDP среди алюминиевых компаний: пресс-релиз МКПАО «ОК РУСАЛ». URL: https://rusal.ru/press-center/press-releases/rusal-vozglavil-klimaticheskiy-reyting-cdp-sredi-alyuminievykh-kompaniy/

С начала запуска системы зеленых сертификатов продано 48 млрд кВт·ч электроэнергии // Переток.ру. 10.07.2025. URL: https://peretok.ru/news/distribution/29137/

Савенков А.А., Асадулина А.А., Попов А.Ю., Пименов М.А., Малявин А.С. Производство удобрений: химические технологии как инструмент повышения урожайности и сокращения выбросов парниковых газов // Зелёные проекты. Ситуационные исследования. – М.: Деловой экспресс, 2025. – С. 56-65.

СберСити. Официальный сайт проекта. Раздел «Технологии СберСити»: цифровое энергомоделирование объектов, комплексное проектирование энергоцентров, Центр энергоменеджмента территории, «Андромеда», BIM, стратегия работы с отходами. https://sbercity.ru/

Синицын М.В. Развитие рынков углерода в Индии. – ЭКО. 2025. № 1 (66). С. 45-54. DOI 10.30680/ECO0131-7652-2025-1-45-54.

Справочник НДТ ИТС 2-2022 «Производство аммиака, минеральных удобрений и неорганических кислот».

Справочник НДТ ИТС 22-2023 «Добыча и обогащение железных руд».

Справочник НДТ ИТС 26-2026 «Производство чугуна, стали, ферросплавов».

Справочник НДТ ИТС 27-2023 «Производство изделий дальнейшего передела черных металлов».

Справочник НДТ ИТС 38-2024 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии».

Справочник НДТ ИТС 6-2024 «Производство цемента».

Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года: утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 29.10.2021 № 3052-р // Собрание законодательства Российской Федерации. 2021. № 45. Ст. 7556.

Судаков С. С., Лазарян С. С., Вотинов А. И. Трансграничное углеродное регулирование ЕС: оценка будущих платежей для стран-экспортеров // Финансовый журнал. 2022 Т. 14 № 5 С. 71–88. https://doi.org/10.31107/2075-1990-2022-5-71-88

Сычёв В.Г., Аканова Н.И., Визирская М.М. Эффективность применения карбамида с ингибитором уреазы на картофеле // Овощи России. – 2019. – № (3). – С. 104-108.

ТАСС. «Застройщик Сберсити зарегистрировал первые в РФ климатические проекты в строительстве». 21 мая 2025 г. https://tass.ru/ekonomika/24003803

Топ-10 банков по уровню интеграции ESG-принципов в операционную деятельность (2026 год) // RAEX. URL: https://raex-rr.com/ESG/ESG_companies/banks/2026/

Трансграничное углеродное регулирование в ЕС: как не допустить дискриминации российских экспортеров: аналитический доклад. М. : Институт проблем естественных монополий, 2021. 52 с.

ЦЕМЕНТУМ. «Как снизить долю клинкера в цементе: мировой опыт и перспективы для России»; «ЦЕМЕНТУМ на ведущем экологическом форуме страны». 2026 г. https://cementum.ru/knowledge-base/publications/2026/kak-snizit-dolyu-klinkera-v-tsemente-mirovoy-opyt-i-perspektivy-dlya-rossii/ ; https://cementum.ru/press-center/news/tsementum-na-vedushchem-ekologicheskom-forume-strany/

ЦЕМЕНТУМ. «Снижение выбросов CO_2 в атмосферу за счет применения «зеленого» облегченного тампонажного цемента». 11 октября 2022 г. https://cementum.ru/press-center/publications/2022/snizhenie-vybrosov-so2-v-atmosferu-za-schet-primeneniya-zelenogo-oblegchennogo-tamponazhnogo-tsement/

ЦЕМЕНТУМ. «Экономика замкнутого цикла»; материалы об использовании альтернативного топлива, вторичного сырья и промышленном симбиозе. https://cementum.ru/strategiya-ustojchivogo-razvitiya/ekonomika-zamknutogo-cikla/

ЦЕМЕНТУМ. «Энергоэффективность и климат». Стратегия устойчивого развития. Данные о сокращении углеродного следа цемента на 6% за 2019–2025 гг. https://cementum.ru/strategiya-ustojchivogo-razvitiya/energoeffektivnost-i-klimat/

ЦЕМЕНТУМ. Материалы по технологиям холодной регенерации и укрепления грунтов с применением комплексных минеральных вяжущих DOROMIX. https://cementum.ru/tehnologii/cold/ ; https://cementum.ru/tehnologii/ukreplenie-gruntov/

Эксперт РА присвоил рейтинг АО «Архангельский ЦБК» на уровне ESG-II(c): пресс-релиз рейтингового агентства «Эксперт РА». 13.05.2022. URL: https://raexpert.ru/releases/2022/may13

中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要(Основные положения 15-го пятилетнего плана социально-экономического развития КНР) http://www.npc.gov.cn/npc/c2/c30834/202603/t20260316_453274.html

中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要 [Основные положения Четырнадцатого пятилетнего плана национального экономического и социального развития Китайской Народной Республики и долгосрочные цели на период до 2035 г.]. (https://www.gov.cn/xinwen/2021-03/13/content_5592681.htm)