

Международный научно-исследовательский журнал

«Прогрессивная экономика»

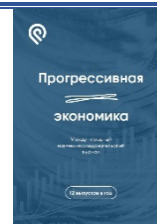
№ 7 / 2026 https://progressive-economy.ru/vypusk_1/integracziya-mehanizmov-snizheniya-uglerodnogo-sleda-v-strukturu-ekonomiki-promyshlennyh-predpriyatij-atomnoj-energetiki-na-osnove-stoimostnoj-oczenki-zhiznennogo-czikla/

Научная статья / Original article

Шифр научной специальности ВАК: 5.2.3

УДК 332.02

DOI: 10.54861/27131211_2026_7_310



ИНТЕГРАЦИЯ МЕХАНИЗМОВ СНИЖЕНИЯ УГЛЕРОДНОГО СЛЕДА В СТРУКТУРУ ЭКОНОМИКИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ НА ОСНОВЕ СТОИМОСТНОЙ ОЦЕНКИ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА

Горбенко А.В. кандидат экономических наук, Национальный
исследовательский университет «МЭИ», г. Москва, Россия
111250, г. Москва, ул. Красноказарменная, д. 14, стр. 1.

Ташова С.Р., аспирант, Национальный исследовательский университет
«МЭИ», г. Москва, Россия
111250, г. Москва, ул. Красноказарменная, д. 14, стр. 1.

Ильинский Г.М., магистр, Национальный исследовательский университет
«МЭИ», г. Москва, Россия
111250, г. Москва, ул. Красноказарменная, д. 14, стр. 1.

Аннотация. В статье рассмотрены подходы к количественной оценке продуктового углеродного следа электроэнергии, производимой атомными электростанциями, на основе анализа жизненного цикла. При штатной эксплуатации атомные электростанции практически не генерируют прямых выбросов парниковых газов, однако их продуктовый углеродный след, рассчитываемый по методологии оценки жизненного цикла, включает значительные объёмы выбросов на стадиях добычи и обогащения урана, строительства, а также вывода из эксплуатации. Существующие исследования фиксируют широкий разброс количественных оценок, но не предлагают экономически обоснованной систематизации приоритетных направлений снижения следа, что затрудняет принятие управленческих решений на уровне промышленного предприятия. Цель исследования заключается в идентификации и систематизации приоритетных направлений снижения продуктового углеродного следа электроэнергии АЭС на основе анализа отдельных стадий и процессов жизненного цикла. Научная новизна заключается в разработке системного подхода к



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.
The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

ранжированию направлений декарбонизации АЭС на основе не только экологической значимости процессов, но и возможности воздействия на них с позиций управляемости и экономической целесообразности, а также в разграничении зон ответственности по трём управленческим контурам. Показано, что итоговая величина парниковых газов определяется совокупностью факторов: технологией обогащения урана, содержанием сырья в руде, углеродоёмкостью энергоснабжения предприятий топливного цикла, материалоёмкостью строительства, сроком службы энергоблока и фактической выработкой. Обосновано, что распределение выбросов по стадиям жизненного цикла не является постоянным и требует идентификации конкретных процессов – «горячих точек» – для выбора эффективных мер воздействия. Предложена систематизация направлений снижения углеродного следа по трём управленческим контурам: операционному, корпоративному и стратегическому. Установлено, что наиболее значимые источники выбросов могут находиться вне прямого контроля станции, в связи с чем разграничение зон ответственности является необходимым условием принятия экономически обоснованных управленческих решений. Результаты могут быть использованы при планировании и формировании инвестиционных программ декарбонизации в атомной энергетике.

Ключевые слова: nuclear energy, product carbon footprint, life cycle assessment, decarbonization, economic efficiency.

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Горбенко А.В., Ташова С.Р., Ильинский Г.М. Интеграция механизмов снижения углеродного следа в структуру экономики промышленных предприятий атомной энергетики на основе стоимостной оценки жизненного цикла // Прогрессивная экономика. 2026. № 7. С. 310–327. https://doi.org/10.54861/27131211_2026_7_310.

Статья поступила в редакцию: 09.06.2026 г. Одобрена после рецензирования: 16.07.2026 г. Принята к публикации: 19.07.2026 г.

INTEGRATION OF CARBON FOOTPRINT REDUCTION MECHANISMS INTO THE ECONOMIC STRUCTURE OF INDUSTRIAL ENTERPRISES IN THE NUCLEAR ENERGY SECTOR BASED ON LIFE CYCLE COST ASSESSMENT

*Gorbenko A.V., Candidate of Economic Sciences, National Research University
"MEI", Moscow, Russia
111250, Moscow, st. Krasnokazarmennaya, 14, building 1*

*Tashova S.R., Postgraduate student, National Research University "MEI",
Moscow, Russia
111250, Moscow, st. Krasnokazarmennaya, 14, building 1*

*Ilyinsky G.M., Master's degree, National Research University "MEI", Moscow,
Russia
111250, Moscow, st. Krasnokazarmennaya, 14, building 1*

Abstract. This article examines approaches to quantifying the carbon footprint of electricity generated by nuclear power plants based on life cycle analysis. During normal operation, nuclear power plants generate virtually no direct greenhouse gas emissions. However, their carbon footprint, calculated using life cycle assessment methodology, includes significant emissions during uranium mining and enrichment, construction, and decommissioning. Existing studies document a wide range of quantitative estimates but do not offer an economically feasible systematization of priority areas for footprint reduction, which complicates management decision-making at the industrial enterprise level. The objective of this study is to identify and systematize priority areas for reducing the carbon footprint of NPP electricity based on an analysis of individual stages and processes of the life cycle. The scientific novelty lies in the development of a systematic approach to ranking NPP decarbonization areas based not only on the environmental significance of the processes but also on the possibility of influencing them from a controllability and economic feasibility perspective, as well as in the delineation of areas of responsibility across three management frameworks. It is shown that the final greenhouse gas emissions are determined by a combination of factors: uranium enrichment technology, ore grade, carbon intensity of the fuel cycle facility's energy supply, material intensity of construction, power unit service life, and actual generation. It is substantiated that the distribution of emissions across life cycle stages is not constant and requires the identification of specific processes—"hot spots"—to select effective interventions. A systematization of carbon footprint reduction strategies is proposed across three management frameworks: operational, corporate, and strategic. It is established that the most significant emission sources may be beyond the plant's direct control, making delineating areas of responsibility a prerequisite for making economically sound management decisions. The results can be used in planning and developing investment programs for decarbonization in the nuclear energy sector.

Keywords: nuclear energy, carbon footprint of products, life cycle assessment, decarbonization, economic efficiency.



JEL classification: P11, R28, O1.

Conflict of interest. The authors declare that there is no conflict of interest.

For citation: Gorbenko A.V., Tashova S.R., Ilyinsky G.M. (2026). Integratsiya mekhanizmov snizheniya uglerodnogo sleda v strukturu ehkonomiki promyshlennykh predpriyatii atomnoi ehnergetiki na osnove stoimostnoi otsenki zhiznennogo tsikla [Integration of carbon footprint reduction mechanisms into the economic structure of industrial enterprises in the nuclear energy sector based on life cycle cost assessment] Progressivnaya ekonomika [Progressive Economy], 7, 310–327. https://doi.org/10.54861/27131211_2026_7_310. (In Russ., abstract in Eng.)

The article was submitted to the editorial office: 09/06/2026. Approved after review: 16/07/2026. Accepted for publication: 19/07/2026.

Введение

Атомная энергетика относится к источникам электроэнергии с низкими прямыми выбросами парниковых газов при штатной эксплуатации. При этом выбросы возникают и на других стадиях жизненного цикла. Для принятия управленческого решения недостаточно отнести значительную часть выбросов к топливному циклу или строительству. Укрупнённая стадия не показывает, какой именно процесс формирует результат, какой фактор можно изменить и на каком уровне принимается соответствующее решение. Поэтому необходимо определить конкретный источник выбросов, причины его возникновения и возможность воздействия на него. *Цель* исследования заключается в идентификации и систематизации приоритетных направлений снижения углеродного следа атомных электростанций на основе анализа отдельных стадий и процессов жизненного цикла.

Для достижения поставленной цели сопоставлены подходы к оценке продуктового углеродного следа электроэнергии АЭС, выделены основные стадии и процессы жизненного цикла, а также выявлены наиболее значимые источники выбросов. Далее установлено, на каком уровне управления и с помощью каких решений можно воздействовать на каждый из них. Направления снижения углеродного следа распределены по операционному, корпоративному и стратегическому контурам. Объектом исследования является жизненный цикл электроэнергии, производимой атомными электростанциями. Предмет исследования составляют источники выбросов парниковых газов на отдельных стадиях этого цикла и возможные направления воздействия на них.

Обзор литературы

Исследование основано на сравнительном анализе публикаций 2008–2025 гг., международных стандартов и открытых отраслевых материалов. В выборку включались работы, в которых указаны границы жизненного цикла



атомной генерации, приведены оценки выбросов или раскрыты параметры, влияющие на их структуру.

Сведения из отобранных источников сгруппированы по четырём стадиям: ядерный топливный цикл, строительство, эксплуатация и вывод из эксплуатации. Для каждой стадии рассматривались конкретные процессы, источники выбросов, используемые технологии и параметры, способные повлиять на итоговую оценку. К горячим точкам относились процессы, которые неоднократно выделялись в литературе как основные источники выбросов, заметно влияли на результат параметрических или сценарных расчётов либо становились существенными при определённых границах и технологических условиях. Универсальные количественные пороги не применялись, поскольку исходные исследования различаются по функциональной единице, границам и исходным данным.

Приоритетные направления определялись отдельно от горячих точек. При выделении приоритетных направлений учитывались значимость источника выбросов, возможность воздействия на него, уровень принятия решения, предполагаемый срок реализации, техническая осуществимость и требования ядерной и радиационной безопасности. Направления распределялись по трём управленческим контурам. Операционный контур включает решения, принимаемые непосредственно на уровне АЭС. Корпоративный контур включает проектные, инвестиционные, закупочные и договорные решения, не требующие принципиального изменения технологии производства. Стратегический контур охватывает долгосрочные изменения топливного цикла, отраслевой инфраструктуры и системы вывода объектов из эксплуатации.

Анализ проводился от общего к частному. Для каждой стадии жизненного цикла выделялись конкретные процессы и связанные с ними источники выбросов. Далее оценивались их вклад в общий результат, причины возникновения выбросов и возможность воздействия на них. После этого определялся уровень принятия решения и проверялась допустимость предлагаемых направлений с точки зрения технических требований и безопасности.

Производство ядерного топлива включает добычу и переработку уранового сырья, конверсию, обогащение и изготовление тепловыделяющих сборок [1–4]. Сооружение АЭС связано с производством бетона, стали и оборудования, а вывод из эксплуатации включает демонтаж, дезактивацию и обращение с материалами [1; 5; 6]. Для промышленного предприятия, эксплуатирующего АЭС, задача снижения углеродного следа становится не только экологической, но и экономической. Введение механизмов трансграничного углеродного регулирования (ТУР, СВМ) и рост стоимости углеродных квот делают вопрос сокращения выбросов прямым фактором конкурентоспособности [7; 8].



Под углеродным следом АЭС понимается продуктовый углеродный след произведённой электроэнергии с учётом ядерного топливного цикла, строительства, работы энергоблока и его последующего вывода из эксплуатации. Такая оценка охватывает выбросы, возникающие как на площадке АЭС, так и за её пределами, поэтому она отличается от учёта выбросов только в деятельности эксплуатирующей организации. Методическую основу исследования составляет оценка жизненного цикла. Стандарты ISO 14040 и ISO 14044 устанавливают её основные этапы [9; 10], а ISO 14067 распространяет этот подход на углеродный след продукции [11]. Стандарт GHG Protocol для продуктового жизненного цикла охватывает все стадии создания продукта и используется для поиска возможностей сокращения выбросов [12].

Опубликованные оценки углеродного следа атомной электроэнергии различаются. В исследовании Warner и Heath после приведения 99 опубликованных оценок к сопоставимым исходным предпосылкам медианное значение для реакторов на лёгкой воде составило 12 г CO₂-экв/кВт·ч [13]. В материалах Росатома углеродный след электроэнергии АЭС корпорации оценён на уровне 5,5 г CO₂-экв/кВт·ч [14]. Для европейского проекта нового энергоблока процессный, межотраслевой и гибридный подходы дали разные результаты в зависимости от сценария и способа учёта [15]. Эти показатели нельзя рассматривать как единый норматив. Итоговая оценка зависит от технологии топливного цикла, углеродоёмкости используемой энергии, срока службы, коэффициента использования мощности, состава инфраструктуры и способа учёта выбросов строительной стадии.

Материалы и методы

Рассмотренные исследования в целом относят атомную электроэнергию к низкоуглеродным источникам, однако конкретные оценки зависят от параметров модели. В работе Ю. В. Черняховской жизненный цикл используется для сравнительной оценки технологий и проектов ВВЭР, при этом показано, что результаты зависят от принятой методики расчёта [15]. В исследовании UNECE различные технологии производства электроэнергии сопоставляются на основе оценки жизненного цикла, при этом показано влияние материалов, топлива и эксплуатационных параметров [1]. МАГАТЭ рассматривает атомную энергетику как один из низкоуглеродных компонентов энергосистемы [16]. На удельный показатель выбросов жизненного цикла влияют срок службы энергоблока, коэффициент использования установленной мощности и суммарная выработка, на которую распределяются выбросы, связанные со строительством и созданием инфраструктуры [6; 13].

Warner и Heath показали, что приведение исходных предпосылок исследований к сопоставимому виду сокращает разброс полученных оценок, но не устраняет его полностью [13]. Lenzen и Beerten с соавторами связывают

различия с составом топливного цикла, полнотой исходных данных и способом учёта косвенных энергетических затрат [2; 3]. Kadiyala с соавторами получили для рассмотренной выборки реакторов с водой под давлением среднее значение 11,87 г CO₂-экв/кВт·ч и более низкие оценки при центрифужном обогащении по сравнению с газодиффузионным [4]. Этот результат относится к совокупности проанализированных работ и не является нормативом для каждого энергоблока.

В исследовании Gibon и Hahn Menacho показано, что итоговая оценка зависит от срока службы энергоблока, коэффициента использования установленной мощности, материалоёмкости, технологии обогащения и характеристик энергосистемы [6]. В модели топливной цепочки США, разработанной Ng с соавторами, наибольший вклад в учтённые выбросы внесло потребление электроэнергии предприятиями цепочки поставок [17]. Norgate с соавторами показали рост расчётного углеродного следа при снижении содержания урана в руде. Величина этого эффекта зависит от технологии добычи и допущений, принятых в расчёте [18].

В совокупности эти работы показывают, что распределение выбросов между топливным циклом, строительством, эксплуатацией и выводом из эксплуатации нельзя считать постоянным. Оно зависит как от используемых технологий, так и от принятых границ расчёта. Сравнение отдельных числовых значений без анализа этих условий не даёт достаточного основания для выбора направлений воздействия. Поэтому при идентификации приоритетов следует анализировать не одно итоговое значение, а процессы, которые дают наибольший вклад в выбросы или сильнее всего влияют на итоговую оценку.

Горячие точки рассматривались как на уровне стадий жизненного цикла, так и на уровне отдельных процессов внутри каждой стадии. Топливная цепочка включает добычу и переработку урана, конверсию, обогащение, изготовление топлива и обращение с отработавшим ядерным топливом. Строительство охватывает производство материалов и оборудования, транспортировку и строительно-монтажные работы. Эксплуатация включает собственные нужды и вспомогательные системы, обеспечивающие работу станции. Вывод из эксплуатации связан с демонтажем, дезактивацией, переработкой, перевозкой и размещением материалов.

В топливной цепочке состав горячих точек зависит от технологии. Газодиффузионное обогащение требует больше электроэнергии, тогда как при центрифужной технологии выбросы этой стадии, как правило, ниже [4]. Уменьшение вклада обогащения меняет общую структуру углеродного следа, но не означает обязательного увеличения вклада всех остальных процессов. Их относительная значимость зависит от содержания урана в руде, способа добычи, углеродоёмкости энергоснабжения, транспортных расстояний и принятых границ расчёта [6; 13; 18]. Оценки для цепочек с газодиффузионным

обогащением нельзя непосредственно переносить на условия с иной технологией и менее углеродоёмким энергоснабжением. Содержание урана в руде остаётся важным параметром, поскольку влияет на объём добычи, расход энергии и топлива [18].

В опубликованных материалах Росатома углеродный след электроэнергии АЭС корпорации оценён на уровне 5,5 г CO₂-экв/кВт·ч [14]. Этот показатель получен в рамках корпоративной оценки, поэтому его нельзя считать универсальным для всех проектов ВВЭР или использовать для выделения единого основного источника выбросов.

Строительная стадия может становиться горячей точкой из-за материалоемкости энергоблока и углеродного следа цемента, стали, оборудования и транспортных операций. Её удельный вклад возрастает при коротком сроке службы, низкой фактической выработке и включении в расчёт дополнительной инфраструктуры. При длительной стабильной работе энергоблока выбросы строительной стадии распределяются на больший объём произведённой электроэнергии. Поэтому значение строительной стадии определяется не только материалоемкостью энергоблока, но и сроком эксплуатации, коэффициентом использования мощности и общим объёмом выработки [1; 5; 6; 13].

Эксплуатационная стадия обычно формирует меньшую долю полного продуктового углеродного следа, поскольку штатная работа реактора не основана на сжигании органического топлива. Вместе с тем режимы работы систем собственных нужд, насосного и вентиляционного оборудования, систем охлаждения и электроприводов, а также организация энергетического учёта находятся под прямым контролем станции. Их вклад в полный углеродный след может быть сравнительно небольшим, но возможность непосредственного воздействия делает эти процессы значимыми для эксплуатирующей организации.

Выбросы, связанные с выводом из эксплуатации, возникают в будущем и оцениваются на основе принятого сценария демонтажа и обращения с материалами. На результат влияют объём демонтажных работ, способы дезактивации, транспортные расстояния, переработка материалов и принятая инфраструктура обращения с отходами. Сопоставимость оценок ограничена, поскольку значительная часть этих процессов реализуется через десятилетия и моделируется при различающихся исходных предпосылках [1; 5; 6].

Самостоятельную группу стратегических решений образует выбор схемы обращения с отработавшим ядерным топливом. Сравнение открытого и замкнутого циклов показывает, что переработка может снижать потребность в первичном уране и изменять ряд экологических показателей. Однако итог зависит от границ расчёта, выбранных категорий воздействия и технологической схемы переработки [19; 20].

Выделение горячих точек требует различать укрупнённую стадию и конкретный процесс. Кроме того, значимость процесса необходимо отличать от возможности непосредственно повлиять на него. Производство материалов и процессы топливной цепочки могут формировать значительную долю выбросов, оставаясь вне прямого контроля АЭС [21]. Собственные нужды станции, напротив, дают меньший вклад, но находятся под прямым контролем эксплуатирующей организации. Поэтому каждый источник выбросов следует связывать с тем уровнем управления, на котором на него действительно можно воздействовать.

Приоритетные направления распределены по уровням в зависимости от того, кто может принять решение и насколько непосредственно можно повлиять на источник выбросов. Операционный контур охватывает процессы, которыми эксплуатирующая организация управляет непосредственно в пределах действующих регламентов. К нему относятся режимы собственных нужд, вспомогательное оборудование, энергетический учёт и мониторинг. Такие меры могут быть реализованы в краткосрочной или среднесрочной перспективе, при этом любые изменения должны сохранять установленный уровень безопасности.

Корпоративный контур охватывает источники выбросов, находящиеся за пределами площадки АЭС, воздействие на которые возможно через проектные, инвестиционные, закупочные и договорные решения. На этом уровне рассматриваются повышение энергоэффективности предприятий топливной цепочки, снижение углеродоёмкости их энергоснабжения, сокращение материалоёмкости проекта, установление требований к строительным материалам, совершенствование организации строительства и взаимодействия с поставщиками. Воздействие АЭС на такие источники носит косвенный характер, поэтому реализация соответствующих мер требует координации с корпоративным центром, проектными организациями и предприятиями цепочки поставок.

Стратегический контур охватывает долгосрочные изменения ядерного топливного цикла и отраслевой инфраструктуры. Он включает схемы обращения с отработавшим ядерным топливом, повторное использование ядерных материалов и развитие замкнутого топливного цикла [19; 20], а также инфраструктуру вывода из эксплуатации [1; 5; 6]. Отнесение к стратегическому контуру само по себе не означает, что направление является приоритетным. Для каждого решения необходимо отдельно оценить экологические последствия, технические ограничения, риски и долгосрочное влияние на потребление сырья, материалов и энергии. Итоговая систематизация представлена в таблице 1.

Таблица 1

Приоритетные направления снижения продуктового углеродного следа электроэнергии АЭС

Table 1

Priority areas for reducing the carbon footprint of nuclear power plants

Стадия и процесс	Источник выбросов и условия, влияющие на его величину	Приоритетное направление снижения	Контур и основные участники
Эксплуатация. Собственные нужды и вспомогательные системы	Собственное электропотребление насосного, вентиляционного, охлаждающего и другого вспомогательного оборудования. Вклад этих процессов в полный углеродный след обычно ниже, чем у топливной цепочки и строительства, но они находятся под прямым управлением станции [1, 5].	Оптимизация режимов работы оборудования, регулирование электроприводов, совершенствование учёта и мониторинга энергопотребления без изменения обязательных требований к испытаниям, готовности и резервированию.	Операционный контур. Эксплуатирующая организация.
Топливный цикл. Добыча и переработка урана	Вклад зависит от содержания урана в руде, способа добычи, расхода энергии и топлива, транспортных расстояний [6, 17, 18].	Снижение удельного энергопотребления и расхода топлива, совершенствование технологий переработки и логистики.	Корпоративный контур. Горнодобывающие и перерабатывающие предприятия, корпоративный центр.
Топливный цикл. Обогащение урана	Высокая чувствительность к технологии обогащения, удельному электропотреблению и углеродоёмкости энергоснабжения [3, 4, 6, 13, 17].	Повышение энергоэффективности процесса и снижение углеродоёмкости используемой электроэнергии.	Корпоративный контур. Обоганительное предприятие, корпоративный центр.



Строительство. Бетон, цемент и сталь	Материалоёмкость проекта и углеродный след цемента, стали и оборудования определяют объём выбросов строительной стадии [1, 5, 6, 13].	Оптимизация проектных решений, требований к материалам и процедур проверки заявленных показателей поставщиков.	Корпоративный контур. Заказчик, проектная организация, поставщики.
Строительство. Работы и логистика	Работа строительной техники, транспортные расстояния, потери материалов и образование отходов увеличивают косвенные выбросы [1, 5].	Оптимизация логистики и организации работ, сокращение потерь материалов и отходов.	Корпоративный контур. Заказчик и строительные подрядчики.
Топливный цикл. Изготовление топлива и обращение с ОЯТ	Итоговая оценка зависит от материальных и энергетических затрат и принятой долгосрочной схемы обращения с ядерными материалами [19, 20].	Повышение ресурсной эффективности. Расширение переработки при подтверждении её экологической целесообразности.	Стратегический контур. Корпоративный центр и предприятия ядерного топливного цикла.
Вывод из эксплуатации. Демонтаж и обращение с материалами	Итоговая оценка чувствительна к технологии демонтажа, дезактивации, транспортировки, переработки и размещения материалов [1, 5, 6].	Развитие инфраструктуры переработки, повторного использования и долгосрочного обращения с материалами.	Стратегический контур. Корпоративный центр, эксплуатирующая организация, отраслевые организации.

Источник: составлено авторами по данным [1; 3–6; 13; 17–20]

Source: compiled by the authors based on [1; 3–6; 13; 17–20]



Результаты и обсуждение

Результаты проведенного исследования не дают оснований выделить один основной источник выбросов, общий для всех типов АЭС и вариантов топливного цикла. При высокой энергоёмкости обогащения и углеродоёмком энергоснабжении ведущую роль может играть топливная цепочка. При переходе к менее энергоёмкой технологии обогащения её вклад снижается, однако относительная значимость строительства и других процессов зависит от характеристик сырья, срока службы, фактической выработки и границ анализа. Следовательно, структура продуктового углеродного следа носит параметрический характер и определяется сочетанием технологических, эксплуатационных и методических факторов, а не принадлежностью выбросов к той или иной стадии жизненного цикла. В связи с чем приоритетные направления следует определять с учётом границ конкретного расчёта и принятых исходных данных. Выбор мер по снижению углеродного следа должен основываться не на универсальном перечне «горячих точек», а на анализе процессов, формирующих наибольший вклад в условиях конкретного проекта, технологии и сценария эксплуатации.

Последовательность анализа, связывающая стадию жизненного цикла и конкретный источник выбросов с возможностью воздействия на него и выбором приоритетного направления снижения, представлена на рисунке 1.

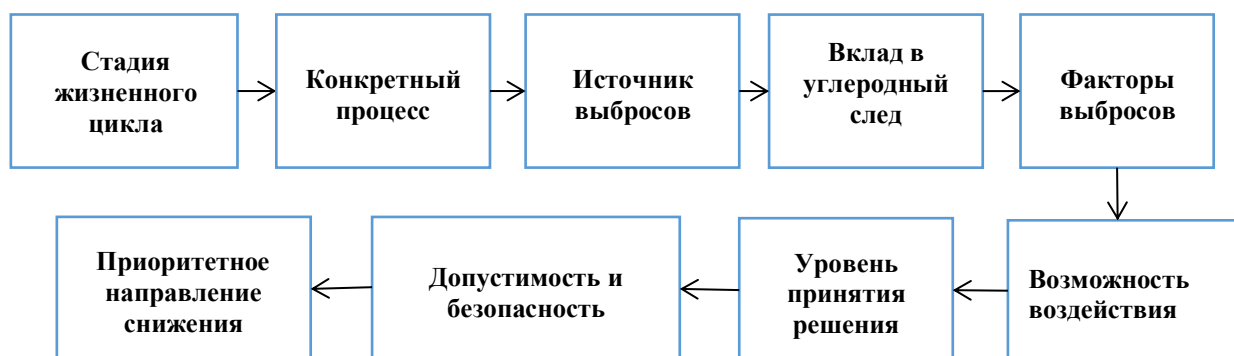


Рис 1. Схема идентификации приоритетных направлений снижения углеродного следа АЭС

Источник: составлено авторами по данным [21]

Fig. 1. Scheme for identifying priority areas for reducing the carbon footprint of nuclear power plants

Source: compiled by the authors based on [21]

Результаты показывают, что значимость источника выбросов не всегда совпадает с возможностью непосредственно воздействовать на него. Организационные границы АЭС не охватывают весь жизненный цикл электроэнергии. Часть крупных источников возникает на предприятиях добычи, топливной цепочки, металлургии и производства строительных

материалов. Следовательно, воздействие на данные источники требует корпоративных, проектных и договорных решений. Операционные процессы станции легче поддаются прямому управлению, но не обязательно формируют наибольшую долю продуктового углеродного следа.

Три управленческих контура разграничивают зоны ответственности. На операционном уровне регулируются режимы работы и собственные нужды АЭС. Корпоративный уровень связывает экологические требования с инвестициями, проектированием и цепочкой поставок. Стратегический уровень включает решения, связанные с долгосрочным развитием топливного цикла и инфраструктуры вывода объектов из эксплуатации. Предложенное разграничение операционного, корпоративного и стратегического уровней позволяет определить, на каком уровне должны приниматься соответствующие решения, и не возлагать все задачи на эксплуатирующую организацию.

Ограничения анализа связаны с использованием открытых источников, в которых различаются границы расчёта, используемые технологии и исходные данные. Вследствие различий в исходных условиях числовые оценки не объединялись в единый показатель, а предложенная классификация носит качественный характер и не устанавливает универсальную очередность направлений. Поскольку расчётная модель конкретной АЭС в рамках исследования не разрабатывалась, вклад отдельных процессов и ожидаемый результат предлагаемых мер необходимо уточнять для каждого выбранного объекта по отдельности. Данная систематизация может использоваться при отборе конкретных мероприятий и их последующей технической, экологической и экономической оценке, включая оценку стоимости жизненного цикла. До проведения такого сравнения необходимо проверить применимость каждого направления, его соответствие требованиям безопасности и достаточность исходных данных.

Заключение

В ходе исследования проанализированы основные стадии жизненного цикла атомной электроэнергии и выделены процессы, оказывающие наибольшее влияние на её углеродный след. Установлено, что структура выбросов зависит от технологии обогащения урана, характеристик сырья, углеродоёмкости энергоснабжения, материалоёмкости строительства, срока службы энергоблока, фактической выработки и принятых границ расчёта. Совокупное влияние этих факторов обуславливает вариативность распределения выбросов между стадиями жизненного цикла. Поэтому единый основной источник выбросов, характерный для всех типов АЭС, выделить нельзя.

Практически значимым научным результатом исследования стало разграничение экологической значимости источника выбросов и возможности непосредственного управленческого воздействия на него. Наиболее



существенные источники выбросов могут находиться за пределами прямого контроля АЭС, тогда как процессы собственных нужд имеют меньший вклад, но регулируются непосредственно на уровне станции. Для систематизации направлений снижения углеродного следа предложено их распределение по операционному, корпоративному и стратегическому контурам. Предложенный подход обеспечивает интеграцию результатов оценки жизненного цикла в систему управления и позволяет определить зоны ответственности эксплуатирующей организации, корпоративного центра, проектных организаций и предприятий ядерного топливного цикла.

Полученная систематизация может использоваться при дальнейшем отборе мероприятий и их технической, экологической и экономической оценке, включая сопоставление по стоимости жизненного цикла. Окончательный состав мероприятий должен определяться для конкретного объекта с учётом исходных данных, технических ограничений и требований ядерной и радиационной безопасности.

Литература

1. United Nations Economic Commission for Europe. Life Cycle Assessment of Electricity Generation Options. Geneva : United Nations, 2021. URL: <https://unece.org/sed/documents/2021/10/reports/life-cycle-assessment-electricity-generation-options>.
2. Lenzen M. Life cycle energy and greenhouse gas emissions of nuclear energy: A review // Energy Conversion and Management. 2008. Vol. 49. No. 8. P. 2178–2199. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2008.01.033>.
3. Beerten J., Laes E., Meskens G., D'haeseleer W. Greenhouse gas emissions in the nuclear life cycle: A balanced appraisal // Energy Policy. 2009. Vol. 37. No. 12. P. 5056–5068. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.06.073>.
4. Kadiyala A., Kommalapati R., Huque Z. Quantification of the Lifecycle Greenhouse Gas Emissions from Nuclear Power Generation Systems // Energies. 2016. Vol. 9. No. 11. Art. 863. <https://doi.org/10.3390/en9110863>.
5. Pomponi F., Hart J. The greenhouse gas emissions of nuclear energy. Life cycle assessment of a European pressurised reactor // Applied Energy. 2021. Vol. 290. Art. 116743. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116743>.
6. Gibon T., Hahn Menacho A. Parametric Life Cycle Assessment of Nuclear Power for Simplified Models // Environmental Science & Technology. 2023. Vol. 57. No. 38. P. 14194–14205. <https://doi.org/10.1021/acs.est.3c03190>.
7. Гайнуллина Л. Р., Фасыхов А. Р., Тимербаев Н. Ф., Ибрагимова В. Р. Углеродный след энергетического сектора // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Экология и безопасность жизнедеятельности. 2024. Т. 32. № 4. С. 365–384. <https://doi.org/10.22363/2313-2310-2024-32-4-365-384>.



8. Волошин В. И., Назарова О. Е. Низкоуглеродное развитие энергетики: угрозы для России и возможности их преодоления // Российский внешнеэкономический вестник. 2022. № 2. С. 5–15. <https://doi.org/10.24412/2072-8042-2022-2-5-15>.
9. ISO 14040:2006. Environmental management. Life cycle assessment. Principles and framework. Geneva: International Organization for Standardization, 2006. URL: <https://www.iso.org/standard/37456.html>.
10. ISO 14044:2006. Environmental management. Life cycle assessment. Requirements and guidelines. Geneva: International Organization for Standardization, 2006. URL: <https://www.iso.org/standard/38498.html>.
11. ISO 14067:2018. Greenhouse gases. Carbon footprint of products. Requirements and guidelines for quantification. Geneva: International Organization for Standardization, 2018. URL: <https://www.iso.org/standard/71206.html>.
12. World Resources Institute, World Business Council for Sustainable Development. Product Life Cycle Accounting and Reporting Standard. Washington, DC: WRI; WBCSD, 2011. URL: http://pdf.wri.org/ghgp_product_life_cycle_standard.pdf.
13. Warner E. S., Heath G. A. Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Nuclear Electricity Generation: Systematic Review and Harmonization // Journal of Industrial Ecology. 2012. Vol. 16 (1). P. S73–S92. <https://doi.org/10.1111/j.1530-9290.2012.00472.x>.
14. Государственная корпорация по атомной энергии «Росатом». Углеродный след продуктов: официальный сайт. URL: https://rosatom.ru/sustainable_development/product_carbon_footprint.
15. Черняховская Ю. В. Выбросы парниковых газов в электроэнергетике и их снижение от внедрения российских проектов атомных электростанций // Вестник МЭИ. 2017. № 3. С. 46–52. <https://doi.org/10.24160/1993-6982-2017-3-46-52>.
16. International Atomic Energy Agency. Climate Change and Nuclear Power 2020. Vienna: IAEA, 2020. URL: https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/Pub1911_web.pdf.
17. Ng J. H. C., Vyawahare P., Benavides P. T., Gan Y., Sun P., Boardman R., Marcinkoski J., Elgowainy A. Life-cycle greenhouse gas emissions associated with nuclear power generation in the United States // Journal of Industrial Ecology. 2025. Vol. 29, no. 3. P. 719–732. <https://doi.org/10.1111/jiec.70008>.
18. Norgate T., Haque N., Koltun P. The impact of uranium ore grade on the greenhouse gas footprint of nuclear power // Journal of Cleaner Production. 2014. Vol. 84. P. 360–367. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2013.11.034>.
19. Poinssot C., Bourg S., Ouvrier N., Combernoux N., Rostaing C., Vargas-Gonzalez M., Bruno J. Assessment of the environmental footprint of nuclear energy systems. Comparison between closed and open fuel cycles // Energy. 2014. Vol. 69. P. 199–211. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.069>.



20. Serp J., Poinssot C., Bourg S. Assessment of the Anticipated Environmental Footprint of Future Nuclear Energy Systems. Evidence of the Beneficial Effect of Extensive Recycling // *Energies*. 2017. Vol. 10. No. 9. Art. 1445. <https://doi.org/10.3390/en10091445>.

21. Горбенко А. В., Ташова С. Р., Ильинский Г. М. Развитие методологии оценки стоимости жизненного цикла систем газоочистки объектов ядерного топливного цикла // *Естественно-гуманитарные исследования*. 2025. № 6 (62). С. 256–262.

References

1. United Nations Economic Commission for Europe. (2021). Life Cycle Assessment of Electricity Generation Options. Geneva: United Nations. Retrieved from: <https://unece.org/sed/documents/2021/10/reports/life-cycle-assessment-electricity-generation-options>. (In Eng.)
2. Lenzen M. (2008). Life cycle energy and greenhouse gas emissions of nuclear energy: A review. *Energy Conversion and Management*, 49(8), 2178–2199. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2008.01.033>. (In Eng.)
3. Beerten J., Laes E., Meskens G., D'haeseleer W. (2009). Greenhouse gas emissions in the nuclear life cycle: A balanced appraisal. *Energy Policy*, 37(12), 5056–5068. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.06.073>. (In Eng.)
4. Kadiyala A., Kommalapati R., Huque Z. (2016). Quantification of the Lifecycle Greenhouse Gas Emissions from Nuclear Power Generation Systems. *Energies*, 9(11), 863. <https://doi.org/10.3390/en9110863>. (In Eng.)
5. Pomponi F., Hart J. (2021). The greenhouse gas emissions of nuclear energy. Life cycle assessment of a European pressurised reactor. *Applied Energy*, 290, 116743. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116743>. (In Eng.)
6. Gibon T., Hahn Menacho A. (2023). Parametric Life Cycle Assessment of Nuclear Power for Simplified Models. *Environmental Science & Technology*, 57(38), 14194–14205. <https://doi.org/10.1021/acs.est.3c03190>. (In Eng.)
7. Gainullina L.R., Fasykhov A.R., Timerbaev N.F., Ibragimova V.R. (2024). Uglerodnyi sled energeticheskogo sektora [Carbon footprint of the energy sector]. *Vestnik Rossiiskogo universiteta druzhby narodov. Seriya: Ekologiya i bezopasnost' zhiznedeyatel'nosti* [RUDN Journal of Ecology and Life Safety], 32(4), 365–384. <https://doi.org/10.22363/2313-2310-2024-32-4-365-384>. (In Russ., abstract in Eng.)
8. Voloshin V.I., Nazarova O.E. (2022). Nizkouglerodnoe razvitie energetiki: ugrozy dlya Rossii i vozmozhnosti ikh preodoleniya [Low-carbon development of the energy sector: threats to Russia and opportunities to overcome them]. *Rossiiskii vneshneekonomicheskii vestnik* [Russian Foreign Economic Journal], 2, 5–15. <https://doi.org/10.24412/2072-8042-2022-2-5-15>. (In Russ., abstract in Eng.)



9. International Organization for Standardization. (2006). ISO 14040:2006. Environmental management. Life cycle assessment. Principles and framework. Geneva: International Organization for Standardization. Retrieved from: <https://www.iso.org/standard/37456.html>. (In Eng.)
10. International Organization for Standardization. (2006). ISO 14044:2006. Environmental management. Life cycle assessment. Requirements and guidelines. Geneva: International Organization for Standardization. Retrieved from: <https://www.iso.org/standard/38498.html>. (In Eng.)
11. International Organization for Standardization. (2018). ISO 14067:2018. Greenhouse gases. Carbon footprint of products. Requirements and guidelines for quantification. Geneva: International Organization for Standardization. Retrieved from: <https://www.iso.org/standard/71206.html>. (In Eng.)
12. World Resources Institute, World Business Council for Sustainable Development. (2011). Product Life Cycle Accounting and Reporting Standard. Washington, DC: WRI; WBCSD. Retrieved from: http://pdf.wri.org/ghgp_product_life_cycle_standard.pdf. (In Eng.)
13. Warner E.S., Heath G.A. (2012). Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Nuclear Electricity Generation: Systematic Review and Harmonization. *Journal of Industrial Ecology*, 16(S1), S73–S92. <https://doi.org/10.1111/j.1530-9290.2012.00472.x>. (In Eng.)
14. Gosudarstvennaya korporatsiya po atomnoi energii «Rosatom». Uglerodnyi sled produktov [Product carbon footprint]. Retrieved from: https://rosatom.ru/sustainable_development/product_carbon_footprint. (In Russ.)
15. Chernyakhovskaya Yu.V. (2017). Vybrosoy parnikovyykh gazov v elektroenergetike i ikh snizhenie ot vnedreniya rossiiskikh proektov atomnykh elektrostantsii [Greenhouse gas emissions in the electric power industry and their reduction through the implementation of Russian nuclear power plant projects]. *Vestnik MEI [MPEI Vestnik]*, 3, 46–52. <https://doi.org/10.24160/1993-6982-2017-3-46-52>. (In Russ., abstract in Eng.)
16. International Atomic Energy Agency. (2020). Climate Change and Nuclear Power 2020. Vienna: IAEA. Retrieved from: https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/Pub1911_web.pdf. (In Eng.)
17. Ng J.H.C., Vyawahare P., Benavides P.T., Gan Y., Sun P., Boardman R., Marcinkoski J., Elgowainy A. (2025). Life-cycle greenhouse gas emissions associated with nuclear power generation in the United States. *Journal of Industrial Ecology*, 29(3), 719–732. <https://doi.org/10.1111/jiec.70008>. (In Eng.)
18. Norgate T., Haque N., Koltun P. (2014). The impact of uranium ore grade on the greenhouse gas footprint of nuclear power. *Journal of Cleaner Production*, 84, 360–367. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2013.11.034>. (In Eng.)
19. Poinssot C., Bourg S., Ouvrier N., Combernoux N., Rostaing C., Vargas-Gonzalez M., Bruno J. (2014). Assessment of the environmental footprint of

nuclear energy systems. Comparison between closed and open fuel cycles. *Energy*, 69, 199–211. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.069>. (In Eng.)

20. Serp J., Poinssot C., Bourg S. (2017). Assessment of the Anticipated Environmental Footprint of Future Nuclear Energy Systems. Evidence of the Beneficial Effect of Extensive Recycling. *Energies*, 10(9), 1445. <https://doi.org/10.3390/en10091445>. (In Eng.)

21. Gorbenko A.V., Tashova S.R., Il'inskii G.M. (2025). Razvitie metodologii otsenki stoimosti zhiznennogo tsikla sistem gazoochistki ob'ektov yadernogo toplivnogo tsikla [Development of the methodology for assessing the life cycle cost of gas cleaning systems at nuclear fuel cycle facilities]. *Estestvenno-gumanitarnye issledovaniya* [Natural and Humanitarian Research], 6(62), 256–262. (In Russ., abstract in Eng.)

© Горбенко А.В., Ташова С.Р., Ильинский Г.М., 2026

