

## Бенчмаркинг углеродоемкости производства энергии на тепловых электростанциях Российской Федерации

*И.А. Башмаков\**, *К.Б. Борисов*, *Т.В. Гусева*,  
*М.Г. Дзедзичек*, *О.В. Лебедев*, *А.А. Лунин*

Центр энергоэффективности – XXI век,  
Россия, 117418, г. Москва, ул. Новочеремушкинская, д. 61

\*Адрес для переписки: *bashmako@co.ru*

**Реферат.** В статье описаны методические подходы к оценке удельных прямых и косвенных выбросов парниковых газов (ПГ) при выработке электрической и тепловой энергии на ТЭС России. Обоснована типология ТЭС, которая используется для целей бенчмаркинга. На основе использования открытых данных построены кривые бенчмаркинга для удельных выбросов ПГ на российских ТЭС. Описан программный комплекс *Бенчмаркинг-ТЭС*, который содержит алгоритмы, позволяющие обеспечить **сопоставимость** с бенчмарками, используемыми как международными системами, так и системами отдельных стран. Определены эталонные значения удельных выбросов ПГ для выбранной типологии ТЭС, а также значения удельных выбросов ПГ по новым перспективным низкоуглеродным технологиям генерации электроэнергии.

**Ключевые слова.** Углеродоемкость, производство электроэнергии, бенчмаркинг, выбросы парниковых газов, выбросы жизненного цикла.

## Benchmarking the carbon intensity of energy production at Russian thermal power plants

*I.A. Bashmakov\**, *K.B. Borisov*, *T.V. Guseva*,  
*M.G. Dzedzichek*, *O.V. Lebedev*, *A.A. Lunin*

Center for Energy Efficiency – XXI,  
61, Novocheremushkinskaya str., 117418, Moscow, Russian Federation

\*Correspondence address: *bashmako@co.ru*

**Abstract.** The article describes methodological approaches to assessing specific direct and indirect greenhouse gas (GHG) emissions from electricity and heat generation by Russian thermal power plants (TPPs). A typology of TPPs was substantiated for benchmarking purposes. Based on publicly available data, benchmarking curves for specific GHG emissions from Russian TPPs were

constructed. The *Benchmarking-TPP* software package is presented; it includes algorithms that ensure comparability with benchmarks used by national and international systems and frameworks. Reference values of specific GHG emissions were identified for the selected TPP typology, as well as specific GHG emission values for new and perspective low-carbon power generation technologies.

**Keywords.** Carbon intensity, electricity generation, benchmarking, greenhouse gas emissions, life-cycle emissions.

## Введение

Россия поставила цель выйти на углеродную нейтральность к 2060 году.<sup>1)</sup> Без заметного снижения выбросов ПГ в электро- и теплоэнергетике эту задачу решить нельзя. Для введения механизмов углеродного регулирования в России, включая формирование целевых заданий и распределение квот на выбросы ПГ, требуется качественная система бенчмаркинга в электроэнергетике.

Широкий разброс полученных по разным методикам оценок углеродоемкости электрической энергии в России не позволяет эффективно управлять процессами декарбонизации в России. Платформа Our World in Data (2025) вслед за Ember (2025) сообщает о высокой углеродоемкости производства электроэнергии в России: 449 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч в 2024 году. Это значительно превышает значения, которые указывает МЭА (IEA, 2024a) – 349.5 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч – и некоторые российские эксперты. Согласно Генеральной схеме (2024), удельные выбросы от установок, работающих на ископаемом топливе, в расчете только на электроэнергию от ТЭС для 2021 г. оценены равными 838 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч (без вычета расхода топлива на производство тепла на ТЭЦ). Консорциум-5 (2024)<sup>2)</sup> дал оценку на 2021 г. для ТЭС – 571.7 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч (с вычетом расхода топлива на производство тепла на ТЭЦ). Гайнуллина и др. (2024) дают оценку 450 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч для газовых и 1000 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч для угольных ТЭС для трех ПГ по охватам 1+2+3. Для агрегированных удельных выбросов ПГ (выбросы от ТЭС, отнесенные к генерации электроэнергии на всех источниках) ЦЭНЭФ-XXI (2022) дает оценку 341 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч в 2022 г. Shirinkina et al. (2025) дают оценки по генерирующим компаниям в диапазоне 310-634 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч. В Атласе инвестиций российско-китайского энергетического сотрудничества (2021) дана оценка 353 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч за 2019 г. Любимова (2022) дает оценку 510-520 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч (метод оценки не ука-

---

<sup>1)</sup> Цель достижения Россией углеродной нейтральности к 2060 г. сначала была объявлена в конце 2021 г., а затем была нормативно закреплена в Климатической доктрине Российской Федерации, утвержденной Указом Президента РФ от 26 октября 2023 г. № 81.

<sup>2)</sup> Консорциум-5 (2024) Экономика климата. Отчет по ВИП ГЗ (важнейший инновационный проект государственного значения). «Создание методики разработки сценариев и моделей оценки социально-экономических эффектов реализации климатической повестки и политики низкоуглеродного развития, включая меры по декарбонизации экономики и энергетики на уровне стран и регионов мира, а также экономики и энергетики Российской Федерации».

зан). Это даже выше оценок Our World in Data и Ember. Roslyakov et al. (2024) дают широкий диапазон значений удельных выбросов для групп ТЭС (390-1444 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч при распределении топлива на ТЭС по пропорциональному методу); в работе представлен первый российский опыт бенчмаркинга удельных выбросов ПГ, выполненного в рамках актуализации отраслевого информационно-технического справочника по наилучшим доступным технологиям (НДТ). Однако это не позволяет оценить удельные выбросы для отдельных источников генерации и для других методов разнесения топлива и обеспечить сопоставимость удельных выбросов ПГ с зарубежными оценками. Ассоциация «НП Совет рынка» совместно с АО «АТС» разработали «Концепцию расчета и публикации коэффициентов выбросов парниковых газов энергосистемы Российской Федерации»<sup>3)</sup> и публикуют удельные выбросы СО<sub>2</sub> по ценовым зонам и по неценовой зоне Калининградской области в почасовом режиме. Например, на 12:00 27 октября 2025 г. для ценовой зоны 1 удельные выбросы составили 335.3 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч, для ценовой зоны 2 (Сибирь) – 412.3 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч, для ценовой зоны 2 (Восток) – 473.1 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч, для неценовой зоны Калининградской области – 538.1 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч.<sup>4)</sup>

В поправках к федеральным законам «Об электроэнергетике» и «Об ограничении выбросов парниковых газов»<sup>5)</sup> вводятся следующие понятия: *коэффициент выбросов парниковых газов квалифицированного генерирующего объекта; коэффициент выбросов парниковых газов энергосистемы; углеродный след; прямые и косвенные выбросы парниковых газов; косвенные энергетические выбросы парниковых газов.* Методологию их оценки еще только предстоит установить. Задача данной статьи – внести вклад в разработку такой методологии. Введение механизмов, подобных СВАМ (carbon border adjustment mechanism), требует оценки и отчетности по углеродоёмкости продукции, включая данные по удельным прямым (охват 1) и косвенным (охват 2) выбросам в соответствии с методиками бенчмаркинга, принятыми в странах-импортерах. Поэтому показатели бенчмаркинга по удельным выбросам ПГ при производстве электрической и тепловой энергии должны быть сопоставимы не только для источников генерации в России, но и с зарубежными показателями. Сохранение или расширение российских ниш на мировых рынках электроэнергии и электроёмкой промышленной продукции будет возможно только при условии наличия данных о сопряженных прямых и косвенных удельных выбросах ПГ в форматах, признаваемых на этих рынках.

Важным инструментом углеродного регулирования могут стать государственные и корпоративные закупки (в первую очередь для госкорпораций) с требованиями к минимальному углеродному следу закупаемой продукции. Это означает введение требований к углеродному следу используемой электрической и тепловой энергии. Эффективный бенчмаркинг в этом случае становится важным инструментом регулирования закупок низкоуглеродной

<sup>3)</sup> <https://www.np-sr.ru/ru/market/scope/index.htm>

<sup>4)</sup> <https://www.atsenergo.ru/results/co2map?sitedate=19.03.2025>

<sup>5)</sup> Поправки в настоящее время находятся на обсуждении.

энергии и маркировки углеродоемкости продукции. Для общего повышения эффективности работы производителей электрической и тепловой энергии в России необходимо, чтобы менеджмент предприятий располагал инструментом сравнительной оценки эффективности собственной генерации с эталонами для выявления потенциала повышения эффективности на основе бенчмаркинга. Необходимо будет использовать **результаты бенчмаркинга и при актуализации ИТС 38-2024 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»**.

Первый раздел статьи посвящен описанию методических основ системы бенчмаркинга производства энергии на ТЭС. Во втором разделе описаны исходные данные, на основе которых были сформированы кривые бенчмаркинга. Эти кривые используются для определения эталонных значений прямых удельных выбросов ПГ. Подходы к оценке удельных выбросов для охватов 2 и 3 и результаты этой оценки показаны в следующем разделе. В четвертом разделе кратко описан программный комплекс *Бенчмаркинг ТЭС* и перспективы его развития, а в пятом приведены результаты анализа динамики удельных выбросов ПГ на производство электроэнергии после 2000 года и межстрановых сопоставлений. В заключительном разделе сформулированы основные выводы данной работы.

### **Методическая основа системы бенчмаркинга производства энергии на тепловых электростанциях**

Бенчмаркинг – это сопоставительный анализ с эталонными показателями для определения возможностей повышения эффективности собственной работы (Башмаков и др., 2021). Для его проведения нужны эталонные показатели и показатели для данного предприятия или установки, оцененные таким образом, чтобы их можно было сопоставлять с эталонными. Для самого определения эталонного показателя уже необходима система бенчмаркинга, поскольку он выбирается на основе ранжирования тем или иным образом сопоставимых показателей для отдельных предприятий или установок.

Система бенчмаркинга – это набор процедур, позволяющих собрать и обработать по заданным алгоритмам необходимую информацию для ранжирования и корректного сравнения ключевых показателей. В отрасли производства энергии на тепловых электростанциях существует несколько международных и национальных систем бенчмаркинга по уровню удельных расходов энергии и удельных выбросов ПГ, включая систему межстранового бенчмаркинга МЭА Emission Factors 2024 (IEA, 2024a); Life Cycle Upstream Emission Factors 2024 (IEA, 2024b); систему бенчмаркинга ЕС ETC для тепловой энергии (European Commission, 2021); систему «Сравнительный анализ выбросов в атмосферу 100 крупнейших производителей электроэнергии в США» (Benchmarking Air Emissions of the 100 Largest Electric Power Producers in the United States, 2024); систему бенчмаркинга производителей электроэнергии в Канаде (Smart Energy Benchmarking, 2023); систему бенчмаркинга производителей электроэнергии для ETC в Китае (ETS in China, 2017;

---

关于做好2023, 2024) и др. Развитие механизмов углеродного регулирования и систем корпоративной отчетности по углеродному следу продукции формирует спрос на прозрачность оценки показателей углеродоёмкости. В некоторых юрисдикциях, например, в Калифорнии, уже требуется обязательная отчетность по выбросам охвата 2 (с 2026 года) и охвата 3 (с 2027 года). Отчетность по охвату 2 также требуется в рамках СВАМ.

В соответствии с требованиями ГОСТ Р 113.00.11-2022<sup>6)</sup> и ГОСТ Р 113.00.30-2023 (2023) основные этапы проведения бенчмаркинга включают: определение границ процессов для количественного определения выбросов ПГ и выбор методик(и) расчета выбросов ПГ; разработку анкеты для сбора данных, необходимых для расчета выбросов ПГ; сбор и обработку данных, необходимых для расчета удельных выбросов ПГ; расчет удельных выбросов ПГ; верификацию результатов расчетов удельных выбросов ПГ и построение кривых бенчмаркинга удельных выбросов ПГ.

Границы системы бенчмаркинга определяются объектом бенчмаркинга, которым могут быть ТЭС, энергосистема, страна, генерирующая компания или потребители электроэнергии. В п. 1 проекта закона «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»<sup>7)</sup> указаны два варианта границ системы: генерирующий объект и энергосистема.

Электричество является основным продуктом ТЭС. Кроме того, на ТЭС производится тепловая энергия, а также могут производиться холод, сжатый воздух и водород. Существующие системы бенчмаркинга продукции отрасли в основном сформированы для оценки энергоёмкости или углеродоёмкости производства: электроэнергии; тепловой энергии и суммы электрической и тепловой энергии.

Корректное сравнение удельных показателей для ТЭС требует разработки специальной методики для приведения их в сопоставимый вид с учетом: разного набора выпускаемой продукции; разных видов топлива для ТЭС; разных единиц измерения для топлива и выпускаемой продукции; разных методов разнесения затрат топлива на производство электрической и тепловой энергии; разного оборудования на ТЭС; разного набора ПГ; разных коэффициентов пересчета выбросов ПГ в эквивалент CO<sub>2</sub>; разных границ производственной системы – валовая генерация или отпуск электрической энергии с шин станций и тепла от коллекторов, выбросы по охватам 1, 2 и 3.

Справочник ИТС 38-2024 ограничивается выбросами охвата 1 и только по CO<sub>2</sub>, однако для ТЭС есть практика оценки выбросов трех ПГ по трем охватам. Для каждого из них границы учета выбросов ПГ различаются (рис. 1):

**охват 1 – прямые выбросы ПГ от сжигания топлив на ТЭС.** Здесь встает проблема учета сжигания топлива на пиковых котельных в составе

---

<sup>6)</sup> ГОСТ Р 113.00.11-2022 Национальный стандарт Российской Федерации. Наилучшие доступные технологии. Порядок проведения бенчмаркинга удельных выбросов парниковых газов в отраслях промышленности.

<sup>7)</sup> О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации, URL: <https://regulation.gov.ru/projects/160625/>.

ТЭС и проблема разнесения затрат топлива на выработку электрической и тепловой энергии;

**охват 2 – косвенные выбросы ПГ, порождаемые процессами добычи, переработки и транспортировки топлива на ТЭС (выбросы топливного цикла).** Выбросы по охвату 2 теоретически могут оцениваться для каждой ТЭС, но практически существенно проще оценивать средние по стране показатели;

**охват 3 – воплощенные в строительных конструкциях и оборудовании ТЭС, а также связанные с выводом ТЭС из эксплуатации и утилизацией соответствующих отходов выбросы ПГ.** В отдельных базах данных эти коэффициенты называются инфраструктурными.<sup>8)</sup>

Такая классификация следует методике МЭА и отличается от традиционной, в рамках которой прямые выбросы по охвату 1 для электроэнергии являются косвенными выбросами по охвату 2 для всех других товаров и услуг, при производстве которых используется электроэнергия.

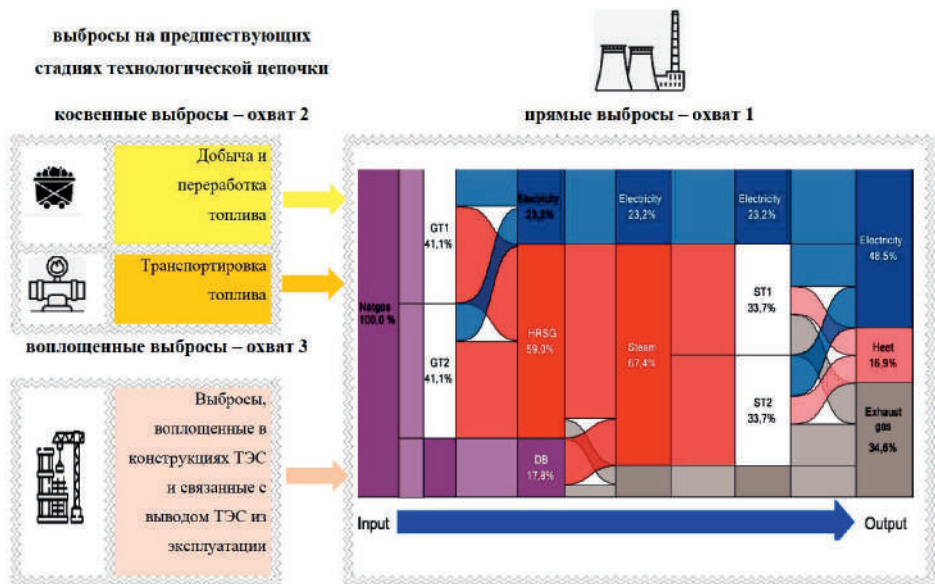


Рисунок 1. Границы систем учета выбросов ПГ на ТЭС

Источник: ЦЭНЭФ-XXI на базе (Leisen et al., 2024)

Figure 1. System boundaries for accounting for GHG emissions from TPPs

Методической основой для оценки прямых выбросов ПГ от сжигания топлив на ТЭС является приказ Минприроды России от 27.05.2022 № 371 «Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов». Ключевым вопросом оценки удельных выбросов ПГ при производстве электроэнергии является разделе-

<sup>8)</sup> The Australian National Life Cycle Inventory Database (AusLCI) delivered by the Australian Life Cycle Assessment Society (ALCAS), [auslci.com.au/index.php/Home](http://auslci.com.au/index.php/Home).

ние потребления топлива ТЭЦ на электро- и теплоэнергию. В России для этой цели в официальной статистической отчетности используются два основных метода: *физический метод* и *пропорциональный метод* (ОРГРЭС). *Физический* метод распределяет расход топлива по каждому виду энергии на основе теплового баланса ТЭЦ, а вся экономия топлива при когенерации относится на электроэнергию. Результаты достаточно близки к результатам, полученным при использовании подхода МЭА (IEA, 2024a) с фиксированной эффективностью производства тепловой энергии для межстрановых сравнений. *Пропорциональный* метод основан на эмпирических коэффициентах, отражающих термодинамическую ценность расходов пара на входе в турбину, в регулируемых отборах и в конденсаторах. Кроме того, используются эмпирические коэффициенты, учитывающие регенеративный подогрев питательной воды на ТЭС. Существенным недостатком этого метода является сложность расчетов и верификации. В ряде случаев предлагаются упрощенные схемы расчетов для этих методов (WBCSD и WRI, 2004). Но ценой упрощения является снижение точности оценок. В этом методе экономия топлива при когенерации относится на теплоэнергию. Может показаться немного странным, что МЭА ссылается на *пропорциональный подход*, который отличается от российского *пропорционального метода*. Он распределяет затраты топлива на основе доли электроэнергии и тепла в выработке, предполагая, что эффективность производства электроэнергии и тепла одинакова. Этот подход завышает эффективность производства электроэнергии за счет эффективности производства тепла. *Протокол по парниковым газам* (WBCSD и WRI, 2004) опирается на *метод эффективности* (метод со стандартными (эталонными) показателями эффективности раздельной генерации электроэнергии (40%) и тепла (80%)). Два других метода, перечисленных в этом документе, это *метод энергосодержания* (топливо распределяется на основе энергосодержания вырабатываемого пара и электроэнергии) и *метод потенциала работы*, или *эксергетический метод* (топливо распределяется на основе потенциала работы различных генерируемых потоков энергии). Было предложено несколько других методов, но они редко используются для распределения затрат топлива на электроэнергию и тепло.

В некоторых странах (Россия и США) энерго- и углеродоемкость часто оцениваются на чистую выработку (отпуск) электроэнергии (исключая собственное потребление энергии).

### **Исходные данные, формирование кривых бенчмаркинга и определение эталонных значений удельных выбросов**

Исходными данными для количественного определения удельных выбросов парниковых газов от ТЭС являются: данные по объемам производства на ТЭС и отпуска от ТЭС электрической и тепловой энергии и расходов электрической и тепловой энергии на собственные нужды; данные по объемам использования топлива на ТЭС по видам топлива; разделение объемов расхода топлива на производство электрической и тепловой энергии по физи-

ческому и пропорциональному методам; объемы захвата и захоронения углерода от ТЭС.

В качестве исходных данных для программного комплекса (калькулятора) *Бенчмаркинг-ТЭС* использовалась информация из нескольких источников, находящаяся в открытом доступе. Во-первых, это схемы теплоснабжения муниципальных образований, которые обновляются ежегодно, но отражают не все ТЭС. Во-вторых, программы развития электроэнергетических систем регионов РФ (СиПР) (однако в новой редакции СиПР с 2023 года подробные технические характеристики ТЭС не приводятся). В-третьих, сведения об объемах используемого топлива, предоставляемые крупными генерирующими компаниями по станциям в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 года № 24 «*Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии*». Кроме того, использовались данные ежегодных отчетов и отчетов об устойчивом развитии генерирующих компаний, а также промышленных компаний, имеющих собственные ТЭС и данные Росстата. На основе обработки этих открытых данных были сформированы выборки из 120 ТЭС, работающих на разных видах топлива, на основе которых были построены кривые бенчмаркинга, используемые в программном комплексе (калькуляторе) *Бенчмаркинг-ТЭС*.

Все ТЭС были разбиты на 4 группы по основным видам используемого топлива: газовые ТЭС (с долей природного газа в топливном балансе  $\geq 95\%$ , а также газовые КЭС и ГРЭС с долей природного газа  $\geq 90\%$ ); угольные ТЭС (с долей угля, включая доменный и коксовый газы,  $\geq 95\%$ ); мазутные ТЭС (с долей мазута  $\geq 50\%$ ) и прочие ТЭС с несколькими видами топлива, пропорции которых не удовлетворяют первым трем критериям. Анализ, по данным выборки из 120 ТЭС, показал, что различия в удельных выбросах ПГ не зависят от единичной мощности, типа оборудования или параметров пара, но они в существенной степени зависят от метода разнесения затрат топлива на ТЭС.

На основе этих данных были сформированы кривые бенчмаркинга по ТЭС на разных видах топлива, включая кривые для: удельных расходов топлива (УРУТ) на выработку и отпуск электрической и тепловой энергии; коэффициентов полезного использования топлива (КПИТ); доли расходов электроэнергии на собственные нужды; прямых удельных выбросов  $\text{CO}_2$  и  $\text{CO}_2$ -экв, а также суммы удельных выбросов по охватам 1, 2 и 3 как на выработку, так и на отпуск отдельно электрической и тепловой энергии, а также суммы электрической и тепловой энергии.

В выборку газовых вошли 61 ТЭС, включая 27 газотурбинных и парогазовых электростанций (ГТУ-ТЭС, ПГУ-ТЭС, отдельные ПГУ-энергоблоки в составе ТЭС) и 38 паротурбинных (паросиловых) тепловых электростанций. На их долю пришлась треть выработки электроэнергии на газовых ТЭС России. В выборку угольных ТЭС вошли 55 ТЭС, на долю которых пришлось 70% всей выработки электроэнергии на угольных ТЭС России. В выборку мазутных ТЭС вошли только 4 ТЭС, поэтому в данной работе кривые бенч-

---



определены верхний и нижний уровни индикативных показателей<sup>9)</sup> выбросов CO<sub>2</sub> для технологий производства электрической и тепловой энергии в соответствии с методикой ГОСТ Р 113.00.30-2023.

Верхний уровень индикативного показателя (ИП<sub>1</sub>) определяется по формуле:

$$\text{ИП}_1 = \text{ИП}_{\max} - (\text{ИП}_{\max} - \text{ИП}_{\min}) * 0.15. \quad (1)$$

Нижний уровень индикативного показателя (ИП<sub>2</sub>) определяется по формуле:

$$\text{ИП}_2 = \text{ИП}_{\max} - (\text{ИП}_{\max} - \text{ИП}_{\min}) * 0.6, \quad (2)$$

где:

ИП<sub>max</sub> – максимальный удельный показатель выбросов CO<sub>2</sub> в расчете на единицу производимой энергии, определенный по результатам бенчмаркинга;

ИП<sub>min</sub> – минимальный удельный показатель выбросов CO<sub>2</sub> в расчете на единицу производимой энергии, определенный по результатам бенчмаркинга.

В работе Доброхотовой и Скобелева (2023) было выдвинуто предложение использовать требование достижения ИП<sub>min</sub> (по охвату 1) в качестве одного из основных критериев отнесения проектов развития экономики (в том числе энергетики) к так называемым «проектам устойчивого (в том числе зелёного) развития, таксономия которых утверждена постановлением Правительства РФ от 21 сентября 2021 г. № 158. При этом в действующей редакции постановления от 14 октября 2025 г. приведены ссылки на ИТС 38-2024, однако указан показатель, который в разы ниже установленных в информационно-техническом справочнике ИП для сжигания различных видов топлива и получения электрической и тепловой энергии. Например, «прямые выбросы парниковых газов при электрогенерации на природном газе» для зелёных проектов должны быть ниже 100 гCO<sub>2</sub>экв/кВт-ч», а в ИТС 38-2024 нижний (прогрессивный) показатель ИП<sub>2</sub> «на отпуск электрической энергии на газовых ТЭС» установлен на уровне ИП<sub>2</sub> = 551 гCO<sub>2</sub>экв/кВт-ч.

Результаты оценки индикативных показателей, по данным кривых распределения на основе сформированных выборок по ТЭС на разных видах топлива, представлены в табл. 1. В выборке из четырех мазутных ТЭС доля мазута в топливном балансе варьирует от 54% до 100%. Результаты для них несопоставимы, поскольку на удельные выбросы значительно влияли параметры прочих видов топлива, используемых этими ТЭС. В качестве эталонного значения для мазутной ТЭС принято среднее значение из выборки МЭА по странам. Это допустимо, поскольку расчеты по физическому методу и методу МЭА дают близкие результаты. Для ТЭС на биомассе и на отходах не удалось сформировать выборки, поэтому в качестве эталонных значений приняты

<sup>9)</sup> Согласно ИТС 38-2024, термин «индикативные показатели» используется для того, чтобы подчеркнуть принципиальное отличие между обязательными технологическими показателями выбросов, применяемыми в рамках природоохранного законодательства, и стимулирующими снижением углеродоемкости производства ориентировочными удельными показателями выбросов ПГ в расчете на единицу выпускаемой продукции.

средние значения из выборки МЭА по странам мира. Для ТЭС со смешанными видами топлива эталонные значения определяются как средневзвешенная эталонных значений для ТЭЦ на отдельных видах топлива.

В Справочнике ИТС 38-2024 индикативные показатели оцениваются с применением *пропорционального* метода. Однако для России оценку удельных выбросов на выработку электроэнергии выгоднее делать по *физическому* методу, поскольку он дает более низкие значения удельных выбросов на единицу электроэнергии и показывает результаты, сопоставимые с зарубежными системами бенчмаркинга. Это важно, потому что электроэнергия экспортируется, а тепловая энергия – нет, и, кроме того, при расчете косвенных выбросов первоочередное внимание уделяется именно электроэнергии.

Анализ данных табл. 1 показывает несовершенство использования формул (1) и (2) для оценки индикативных показателей: нижний уровень индикативного показателя для всех групп ТЭС оказывается выше средних значений или близким к ним, а зачастую и превышает уровень, замыкающий первые 80% генерации; и нижний, и верхний уровни индикативного показателя очень сильно зависят от единичных значений  $ИП_{max}$  и  $ИП_{min}$  и поэтому не могут выполнять функцию устойчивых индикативных показателей. Если в выборке из 61 газовых ТЭС убрать только одну, с самыми высокими удельными выбросами, на долю которой приходится всего лишь 0.05% генерации всеми ТЭС из выборки, то  $ИП_1$  при расчете по методу МЭА снижается с 558.2 до 539.7  $CO_2/кВт-ч$  (на 3.3%), а  $ИП_2$  – с 365.6 до 356.8  $CO_2/кВт-ч$  (на 2.4%). Исключение из выборки, включающей 4 мазутные ТЭС, двух, на долю которых приходится 2.5% выработки, приводит к кратному снижению  $ИП_1$ .

**Таблица 1.** Эталонные значения удельных прямых выбросов на выработку электроэнергии на ТЭС,  $CO_2/кВт-ч$

*Источники: расчеты ЦЭНЭФ-XXI по выборкам ТЭС;*

*IEA\_Methodology\_Emission\_Factors\_2024.pdf*

**Table 1.** Reference values of specific direct emissions from electricity generation at TPPs,  $CO_2/kWh$

	ИП <sub>1</sub>	ИП <sub>2</sub>	среднее по выборке	среднее для первого дециля	уровень, замыкающий:		
					первый дециль	первый квартал	первые 80%
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Газовые ТЭС</b>							
физический метод	514.6	345.5	325.8	235.0	262.5	289.3	360.8
пропорциональный метод	587.6	433.6	447.6	334.4	346.6	397.8	474.2
метод МЭА	558.2	365.6	341.3	254.4	282.0	319.3	458.8
«китайский» метод	920.4	555.3	423.4	294.4	315.2	350.2	478.4

1	2	3	4	5	6	7	8
Бенчмарки для мира – метод МЭА*	928.6	544.1	423.8	277.0	315.6	310.8	504.9
Бенчмарк для Китая						328.8	
<b>Угольные ТЭС</b>							
физический метод	1766.1	1022.4	940.7	572.0	675.2	860.3	1004.6
пропорциональный метод	2086.0	1326.8	999.1	743.0	822.9	831.7	1104.0
метод МЭА	2022.7	1220.2	971.5	627.1	718.2	837.5	1062.5
«китайский» метод	2137.1	1288.1	981.4	678.6	780.8	849.5	1071.0
Бенчмарки для мира – метод МЭА*	3792.6	1962.8	950.3	733.9	854.6	935.9	1312.8
Бенчмарки для Китая						791.0-824.4	
<b>Мазутные ТЭС</b>							
метод станции**	5314.1	2796.5	758.6	558.6	558.6	558.6	558.6
метод МЭА	1836.1	1142.7	624.0	785.4	785.4	785.4	785.4
Бенчмарки для мира – метод МЭА*	13956.9	6753.9	786.6	489.7	587.5	683.2	897.8
<b>Значения из базы данных МЭА</b>							
ТЭС на биотопливе***	0	0	0	0	0	0	0
	14418.7	6922.1	1284.5	497.1	627.0	806.4	2016.0
ТЭС на отходах	2833.2	1520.3	1193.7	511.0	672.4	973.4	1485.1

**Примечания:** \* По странам.

\*\* Метод станции – данные, по которым произведена оценка индикативных показателей, представленные в схемах теплоснабжения и схемах и программах развития электроэнергетических систем<sup>10)</sup>.

\*\*\* Биотопливо включает в себя как биотопливо, так и возобновляемые отходы. Коэффициент выбросов приведен для информации, поскольку выбросы CO<sub>2</sub> от биотоплива не учитываются в общем объеме выбросов CO<sub>2</sub>.

В зарубежной практике углеродного и энергетического регулирования в качестве эталонных значений используются другие уровни бенчмарков: лучший удельный показатель; среднее для первого дециля (ЕС); уровень, замыкающий первый дециль (это значение часто называют наилучшими

<sup>10)</sup> Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2042 года. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 30.12.24 № 4153-Р.

имеющимися технологиями – *Best Available Technologies, BAT*); уровень, замыкающий первый квартиль (это значение часто называют лучшими практически используемыми технологиями – *Best Practical Technologies, BPT*); среднее для всех предприятий; уровень, замыкающий первые 80% или первые 90%. Эти значения для выборок газовых, угольных и мазутных ТЭС России показаны в табл. 1. Их преимущество – устойчивость при изменении размера и состава выборки.

Сравнение удельных выбросов для российских газовых и угольных ТЭС при их оценке по «китайскому» методу с эталонными значениями, используемыми в системе торговли квотами на выбросы в Китае (附件 1. 2021 (2022); 关于做好2023 (2024)), показывает, что они несколько выше значений, замыкающих первый дециль, но ниже значений, замыкающих первый квартиль. На этом основании можно сделать вывод, что эталонные значения в Китае определяются не выше значений для ТЭС, замыкающей первый квартиль по генерации электроэнергии. В системах бенчмаркинга ЕС в качестве эталона используются средние значения для первого дециля.

Показатель удельных выбросов ПГ в расчете на суммарную выработку электрической и тепловой энергии на ТЭС является наиболее адекватным показателем для бенчмаркинга ТЭС по критерию углеродоёмкости продукции. Однако он используется довольно редко. Эталонные значения для удельных выбросов ПГ на ТЭС при производстве тепловой энергии не устанавливаются.

### Оценка удельных выбросов охвата 2 и охвата 3

Косвенные выбросы ПГ (выбросы топливного цикла) оцениваются для четырех групп процессов: добыча топлива, потери топлива, переработка топлива и транспорт топлива. МЭА в базе данных Life Cycle Upstream Emission Factors 2024 Database (IEA, 2024a) приводит оценки удельных косвенных выбросов ПГ для разных стран, включая Россию. Задача данного раздела – получить оценки косвенных выбросов ПГ на единицу используемого на ТЭС топлива для России и сравнить их с оценками МЭА.

Удельные косвенные выбросы ПГ на 1 кВт-ч определяются умножением удельных косвенных выбросов в расчете на 1 гут конкретного вида топлива на удельный расход топлива на выработку электроэнергии (*УРУТ*) на ТЭС, работающей на этом виде топлива. Чем выше УРУТ, тем выше косвенные выбросы ПГ. Результаты оценки косвенных выбросов от топливного цикла зависят как от набора процессов топливного цикла, так и от полноты и границ учета источников выбросов ПГ для каждого из этих процессов. Приведенные ниже оценки косвенных выбросов ПГ для ТЭС России получены на базе трех методических подходов и соответствующих им источников данных с использованием:

- данных Национальной инвентаризации выбросов ПГ за 2022 год (Национальный доклад ..., 2024). Этот источник позволяет учесть только прямые выбросы в процессах топливного цикла;

- созданной ЦЭНЭФ-ХХІ для Минэкономразвития России системы оценки вклада технологического фактора в повышение энергоэффективности и в динамику выбросов ПГ в секторе «энергетика» России (модель МТФК-16-80-ПГ, Башмаков и др., 2023а; Bashmakov et al., 2023). Использование этого инструмента позволяет учесть не только прямые выбросы в процессах топливного цикла, но и выбросы от используемых в этих процессах электрической и тепловой энергии;

- матрицы полных коэффициентов расхода энергии в ТЭК (схема «русская матрешка»). Использование этого подхода позволяет учесть максимальный объем косвенных выбросов ПГ по технологическим цепочкам выработки электроэнергии на ТЭС.

Каждый из этих трех методических подходов имеет свои преимущества и недостатки. Методология МЭА использует первый подход и так же, как и использование данных *Национального доклада*, не позволяет учесть выбросы ПГ, сопряженные с потреблением электрической и тепловой энергии в процессах топливного цикла, а значит, дает заниженные оценки косвенных выбросов ПГ. Второй методический подход позволяет оценить косвенные выбросы с более высоким уровнем детализации, полноты, а значит, и точности. Он учитывает выбросы ПГ от используемой электрической и тепловой энергии в процессах топливного цикла, но не полностью учитывает косвенные выбросы ПГ на предшествующих стадиях технологической цепочки. Третий подход позволяет наиболее полно отразить косвенные эффекты, но не охватывает такие источники выбросов, как утечки и сжигание газа в факелах, и имеет меньший уровень детализации анализа.

Для оценки на основе данных *Национального доклада* используются данные об объемах выбросов трех ПГ ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$  и  $\text{N}_2\text{O}$ ), показанные в разделах 1.А и 1.В электронных таблиц. Согласно распоряжению Правительства РФ от 04.04.2025 № 805-р, выбросы метана переводятся в эквивалент  $\text{CO}_2$  с коэффициентом 28, а выбросы закиси азота – с коэффициентом 265. По каждой позиции суммируются выбросы трех ПГ. Затем они делятся на объемы экономической активности в процессах топливного цикла (преимущественно на объемы добычи или переработки топлива), и определяются удельные выбросы в расчете на 1 т топлива или на 1000 м<sup>3</sup> природного газа. Следующий шаг – оценка удельных выбросов в расчете на 1 туг. В *Национальном докладе* выбросы, сопряженные с добычей нефти и газа, не разделяются. Поэтому удельные выбросы оценены как усредненные значения делением на сумму добычи нефти и газа в туг. Для оценки выбросов, сопряженных с транспортом топлива, на базе данных Росстата (Транспорт в России, 2024) была оценена доля перевозки разных видов топлива в структуре перевозок грузов железнодорожным и водным транспортом. Поскольку на трубопроводном транспорте 95% сопряжено с выбросами и утечками в газопроводном транспорте, все выбросы были отнесены на природный газ. Результаты расчетов показаны в табл. 2. На основе описанного алгоритма расчетов на базе данных *Национального доклада* о кадастре антропогенных

---

выбросов парниковых газов получены следующие значения косвенных выбросов (тCO<sub>2</sub>экв/гут): уголь – 0.2713; нефтепродукты – 0.2075; природный газ – 0.1652.

**Таблица 2.** Оценка косвенных выбросов ПГ (топливного цикла) для разных видов используемого на ТЭС топлива, по данным Национального доклада о кадастре антропогенных выбросов парниковых газов, 2022 год

*Источник: оценено ЦЭНЭФ-XXI, по данным Росстата и Национального доклада о кадастре антропогенных выбросов парниковых газов из источников и их абсорбции поглотителями за 1990-2022 гг., Москва 2024*

**Table 2.** Evaluation of indirect fuel-cycle GHG emissions for various fuels used by TPPs, based on 2022 National Inventory Report

Источники выбросов ПГ	Актив-ность	Выбросы ПГ, тыс. тCO <sub>2</sub> экв				Удельные выбросы	
		CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	Всего	тCO <sub>2</sub> экв/т	тCO <sub>2</sub> экв/гут
		тыс. т			тыс. тCO <sub>2</sub> экв		
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Уголь</b>							
1.А.1.с.i. Произ-водство твердого топлива	424333 <sup>1</sup>	1461.55	0.03	0.00	1463.347	0.0033	0.0049
1. В. 1. а. Утечки в процессах добычи и переработки угля	424333 <sup>1</sup>		2736.51		76622.17	0.1728	0.2579
1.А.3.с. Железно-дорожный	28% <sup>2</sup>	7678.61	0.43	2.95	2372.59	0.0056	0.0083
1.А.3.d. Внутрен-ний водный	3.5% <sup>2</sup>	1614.81	0.15	0.04	57.06	0.0001	0.0002
<b>Итого</b>							<b>0.2713</b>
<b>Нефть и нефтепродукты</b>							
1.А.1.с.ii. Добыча нефти и газа	1532360 <sup>3</sup>	45399.97	1.18	0.17	45479.33		0.0297
1.А.1.b. Перера-ботка нефти	313305 <sup>1</sup>	32463.55	1.66	0.27	32582.14	0.1040	0.0901
1.А.3.с. Железно-дорожный	17% <sup>2</sup>	7678.61	0.43	2.95	1440.50	0.0017	0.0012
1.А.3.d. Внутрен-ний водный	12.6% <sup>2</sup>	1614.81	0.15	0.04	205.42	0.0002	0.0002
1.В.2.с.ii.1. Сжига-ние в факелах	532734 <sup>1</sup>	56690.4	318.37	0.47	65729.95	0.1234	0.0863
<b>Итого</b>							<b>0.2075</b>
<b>Природный газ</b>							
1.А.1.с.ii. Добыча нефти и газа	1532360 <sup>3</sup>	45399.97	1.18	0.17	45479.33		0.0297

1	2	3	4	5	6	7	8
1.В.2.б. Утечки в системах транспорта и распределения	542 260	36.15	1816.89		50909.12	0.0939	0.0657
1.В.2.с.ii.2. Сжигание в факелах	667722 <sup>1</sup>	335.33	0.06	0.03	344.19	0.0005	0.0004
1.А.3.е.i. Трубопроводный	100% <sup>2</sup>	43318.56	0.80	0.08	433612.00	0.0649	0.0563
<b>Итого</b>							<b>0.1652</b>

- Приложение:**
- <sup>1</sup> Добыча или переработка соответствующих видов топлива.
  - <sup>2</sup> Доли разных видов топлива в объемах перевозок соответствующими видами транспорта.<sup>11)</sup>
  - <sup>3</sup> Сумма добычи сырой нефти и природного газа в тыс. тунт.

Созданная ЦЭНЭФ-XXI модель МТФК-16-80-ПГ (Bashmakov et al., 2023; Башмаков и др., 2023а) позволяет с большей детализацией рассмотреть процессы топливного цикла и учесть выбросы ПГ от используемых в этих процессах электрической и тепловой энергии. Функция учета этих выбросов встроена в модель. Расчеты проведены для 2022 года. Результаты расчетов показаны в табл. 3. Получены следующие значения косвенных выбросов (гСО<sub>2</sub>экв/гут): уголь – 0.3128; нефтепродукты – 0.3793; природный газ – 0.2079. Как и ожидалось, за счет более полного учета косвенных выбросов в топливном цикле получены более высокие оценки, чем на основе данных Национального доклада о кадастре антропогенных выбросов парниковых газов. Однако этот подход все же не полностью учитывает косвенные выбросы ПГ.

*Схема анализа по принципу «русской матрешки».* На каждой последующей стадии технологической цепочки структура выбросов ПГ воспроизводится, но в существенно меньших размерах. Использование в топливном цикле топлива, электроэнергии и тепловой энергии, произведенных на ТЭС и на котельных, предполагает, что на предыдущих стадиях топливного цикла также использовались энергоресурсы и имели место выбросы ПГ. Но чтобы их произвести, на еще более ранних стадиях также использовалось топливо и имели место выбросы ПГ. Метод, который базируется на использовании модели ЦЭНЭФ-XXI МТФК-16-80-ПГ, отражает только внешнюю, самую большую «матрешку». Данный метод дает сумму по всем «матрешкам», которые в ней скрыты. Обычно ограничиваются оценкой косвенных эффектов от экономии электрической и тепловой энергии. Но и экономия топлива дает косвенные эффекты: снижение затрат энергии на транспортировку, хранение, переработку или обогащение и добычу топлива. Эти эффекты можно учитывать в том случае, когда сэкономленное топливо не экспортируется из-за отсутствия внешних рынков.

<sup>11)</sup> Определено за 2022 г., по данным: Росстат. Транспорт в России 2024.

**Таблица 3.** Оценка косвенных выбросов ПГ (топливного цикла) для разных видов используемого на ТЭС топлива по расчетам на модели МТФК-16-80-ПГ, 2022 год  
 Источник: оценено ЦЭНЭФ-XXI на модели МТФК-16-80-ПГ

**Table 3.** Evaluation of indirect fuel-cycle GHG emissions for various fuels used by TPPs, based on the MTFK-16-80-PG model runs (2022)

Источники выбросов ПГ	Актив-ность	Выбросы ПГ, тыс. тCO <sub>2</sub> экв				Удельные выбросы	
		CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	Всего	тыс. тCO <sub>2</sub> экв	тCO <sub>2</sub> экв/т
		тыс. т			тыс. тCO <sub>2</sub> экв		
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Уголь</b>							
Добыча		1278	2846	0	80955	0.1908	0.2848
Сжигание	424333 <sup>1</sup>	1278	0	0	1281	0.0030	0.0045
Утечки	424333 <sup>1</sup>	0	2846	0	79674	0.1878	0.2802
Переработка	132404 <sup>1</sup>	372	0	0	374	0.0028	0.0042
Транспорт		828	0	0	901	0.0021	0.0032
Железнодорожный	28%	715	0	0	788	0.0019	0.0028
Внутренний водный	3.5%	113	0	0	113	0.0003	0.0004
Итого прямые выбросы							0.2921
Косвенные выбросы					4723	0.0139	0.0207
Добыча					1793	0.0042	0.0063
Переработка					525	0.0040	0.0059
Транспорт					2405	0.0057	0.0085
Железнодорожный					2391	0.0056	0.0084
Переработка					14	0.0000	0.0000
<b>Итого</b>							<b>0.3128</b>
<b>Нефть и нефтепродукты</b>							
Добыча		70767	2072	0	128787	0.2417	0.1691
Сжигание	532733.8 <sup>1</sup>	7898.2	0.0	0.0	7903.7	0.0148	0.0104
Утечки и сжигание в факелах	532733.8 <sup>1</sup>	62868.4	2072.0	0.0	120883.6	0.2269	0.1587
Потери	17.9	0.0	9.4	0.0	262.9	0.0005	0.0003
Переработка	313304.9 <sup>1</sup>	36992.0	0.6	0.3	37095.6	0.1184	0.0828
Транспорт		1433.9	0.1	0.2	1484.8	0.0028	0.0019
Нефтепроводный	1213845.4 <sup>1</sup>	200.0	0.0	0.0	201.2	0.0004	0.0003
Железнодорожный	18% <sup>2</sup>	459	0	0	507	0.0010	0.0007
Внутренний водный	24% <sup>2</sup>	775	0	0	777	0.0015	0.002
Итого прямые выбросы							0.2541
Косвенные выбросы					41567	0.0839	0.1252

1	2	3	4	5	6	7	8
Добыча					18478	0.0015	0.002
Переработка					18569	0.0780	0.116
Транспорт					4520	0.0044	0.0065
Нефтепроводный					2888	0.0015	0.002
Железнодорожный					1537	0.0015	0.002
Внутренний водный					95	0.0015	0.002
<b>Итого</b>							<b>0.3793</b>
<b>Природный газ</b>							
Добыча		14939	132	0	18651	0.0279	0.0242
Сжигание	667722 <sup>1</sup>	14584	0	0	14594	0.0219	0.0189
Утечки	667722 <sup>1</sup>	355	132	0	4057	0.0061	0.0053
Потери	964	26	1421	0	39828	0.0596	0.0517
Переработка	116976 <sup>1</sup>	3877	0	0	3880	0.0058	0.0050
Газопроводный транспорт		42423	1657	0	88769	0.1329	0.1152
Сжигание	667722 <sup>1</sup>	42 91	4	0	42521	0.0637	0.0552
Утечки	667722 <sup>1</sup>	32.19	1653		46248	0.0693	0.0600
Итого прямые выбросы							0.1961
Косвенные выбросы					9108.1	0.0136	0.0118
Добыча					1487.1	0.0022	0.0019
Переработка					6098.6	0.0091	0.0079
Газопроводный транспорт					1522.4	0.0023	0.0020
<b>Итого</b>							<b>0.2079</b>

**Приложение:** <sup>1</sup> Добыча или переработка соответствующих видов топлива.

<sup>2</sup> Доли разных видов топлива в объемах перевозок соответствующими видами транспорта.<sup>12)</sup>

<sup>3</sup> Иллюстративный расчет для ТЭС на угле и нефтепродуктах с КПД 36% и ТЭС на газе с КПД 40%.

Для отражения полного комплекса косвенных эффектов в 1993 году Bashmakov (1993; 2009) предложил модифицированную таблицу энергетического баланса. Она позволяет для оценки косвенных эффектов использовать способ, подобный тому, который используется в расчетах по межотраслевому балансу (МОБ). Расчет основывается на следующем представлении зависимости между потреблением конечной и первичной энергии:

$$PE=AE*PE+FE, \text{ или } PE=(E-AE)^{-1}*FE, \quad (3)$$

где:

<sup>12)</sup> Определено за 2022 г., по данным: Росстат. Транспорт в России 2024.

$PE$  – вектор производства (потребления для стран-импортеров) топлива, электрической и тепловой энергии;

$AE$  – квадратная матрица коэффициентов расхода первичного энергоресурса (энергоносителя)  $i$  на производство и доставку до потребителя энергоносителя  $j$ ;

$FE$  – вектор конечного потребления энергии (включая чистый экспорт энергоносителей, без учета расхода энергии на добычу, переработку и преобразование топлива и энергии).

Каждый коэффициент  $ae_{ij}$  матрицы  $AE$  показывает, сколько угля, нефтепродуктов, газа, электроэнергии и тепла необходимо для обеспечения потребителей, скажем, единицей угля. Любые изменения в технологиях добычи и переработки топлива, производства и передачи электроэнергии приводят к изменению коэффициентов матрицы  $AE$ . Матрица  $AE$ , а также векторы  $FE$  и  $FE$ , формируются на основе данных ЕТЭБ России (Башмаков, 2024). Возможны две модификации матрицы  $AE$ : без учета и с учетом расходов энергии на транспорт энергоносителей. Во втором случае учитывается весь расход энергии на трубопроводном транспорте и около 45% расходов энергии на железнодорожном транспорте. Оценка матрицы  $(E-AE)^{-1}$  для России за 2022 год дана в табл. 4. Часть топлива перевозится автомобильным транспортом, однако статистика не позволяет выделить расходы топлива на эти цели. Анализ показал, что коэффициенты табл. 4 устойчивы во времени.

Методический подход с использованием матрицы полных коэффициентов расхода энергии в ТЭК позволяет охватить источники выбросов на всех стадиях топливного цикла, что, естественно, дает более высокие оценки косвенных эффектов от изменения потребления топлива на ТЭС. Умножая первые четыре столбца табл. 4 на коэффициенты выбросов трех ПГ, получаем удельные выбросы ПГ по видам топлива (см. табл. 5). В этом расчете не учтены выбросы от утечек и сжигания в факелах. На основе этого метода получены следующие значения косвенных выбросов ( $\text{гСО}_2\text{экв/гугт}$ ): уголь – 0.1954; нефтепродукты – 0.2807; природный газ – 0.1370. Высокое значение для угля получается за счет учета значительных потерь угля. Без них показатель равен 0.0346.

Полученные с использованием трех разных методов оценки косвенных выбросов ПГ (топливного цикла) от генерации электроэнергии и выбранные в данной работе значения представлены в табл. 5. В целом, результаты сопоставимы, а различия объяснимы.

При оценке выбросов от утечек и сжигания в факелах приоритет был отдан данным *Национального доклада*. Для оценок от сжигания топлива приоритет был отдан оценкам, полученным по методу с использованием матрицы полных коэффициентов расходов энергии в ТЭК для варианта с исключением потерь угля и нефти. Потери в физической форме отражают потери энергоресурса, но потерянные уголь и нефтепродукты не сжигаются и не дают прямых выбросов ПГ. Выбранные значения, за исключением природного газа, близки к полученным для Европы (Scarlat et al., 2022) при использовании средней по

видам углей, но по природному газу они заметно ниже (гСО<sub>2</sub>экв/гУТ): каменный уголь – 0.4685 (16 гСО<sub>2</sub>/МДж); бурый уголь – 0.0498(1.7 гСО<sub>2</sub>/МДж); нефтепродукты – 0.3133(10.7 гСО<sub>2</sub>/МДж); природный газ – 0.3748 (12.8 гСО<sub>2</sub>/МДж).

**Таблица 4.** Оценка косвенных выбросов ПГ (топливного цикла) для разных видов используемого на ТЭС топлива по расчетам с использованием матрицы полных коэффициентов расходов энергии в ТЭК. 2022 год

*Источник: Скорректировано для 2022 г. на основе Bashmakov Igor, Anna Myshak, Vladimir Bashmakov, Konstantin Borisov, Maxim Dzedzichuk, Alexey Lunin, Oleg Lebedev, Tatiana Shishkina. Compact meta-models to estimate the effects of energy efficiency policies and measures. Energy Efficiency (2024) 17:45 <https://doi.org/10.1007/s12053-024-10222-z>*

**Table 4.** Evaluation of indirect fuel-cycle GHG emissions for various fuels used by TPPs based on total energy input coefficient matrix in the energy sector (2022)

	Полные коэффициенты расхода энергии в ТЭК на единицу энергии, доставленной конечному потребителю, гУТ/гУТ				Удельные косвенные выбросы ПГ топливного цикла (только сжигание топлива), гСО <sub>2</sub> экв/гУТ			
	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ
Уголь	1.064	0.006	0.007	0.002	0.1637	0.0152	0.0173	0.0041
Сырая нефть	0.000	1.001	0.000	0.000	0.0000	0.0018	0.0002	0.0000
Нефтепродукты	0.002	0.000	1.034	0.000	0.0045	0.0010	0.0732	0.0005
Природный газ	0.006	0.021	0.037	1.038	0.0094	0.0340	0.0590	0.0609
Прочие твердые топлива	0.000	0.000	0.003	0.000	0.0003	0.0006	0.0094	0.0004
ГЭС и ВИЭ	0.001	0.002	0.001	0.000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
АЭС	0.002	0.008	0.004	0.002	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Электроэнергия	0.004	0.014	0.007	0.003	0.0115	0.0390	0.0195	0.0073
Тепло	0.002	0.004	0.021	0.003	0.0037	0.0063	0.0375	0.0056
<b>Всего</b>	<b>1.082</b>	<b>1.057</b>	<b>1.115</b>	<b>1.048</b>	<b>0.1932</b>	<b>0.0980</b>	<b>0.2161</b>	<b>0.0788</b>
<i>Всего, включая транспорт топлива</i>	<i>1.083</i>	<i>1.057</i>	<i>1.149</i>	<i>1.084</i>	<i>0.1954</i>	<i>0.0993</i>	<i>0.2807</i>	<i>0.1374</i>
Всего, без учета потерь угля и сырой нефти	1.019	1.055	1.114	1.048	0.0342	0.0952	0.2151	0.0785
Всего, включая транспорт топлива без учета потерь угля и сырой нефти	1.020	1.056	1.148	1.083	0.0346	0.0965	0.2793	0.1370

**Таблица 5.** Сравнение оценок удельных косвенных выбросов ПГ (топливного цикла), полученных разными способами, гСО<sub>2</sub>экв/гут

*Источник: данные таблиц 2-4*

**Table 5.** Comparison of specific indirect fuel-cycle GHG emissions estimated using different methods, gCO<sub>2</sub>eq/gce

Источники выбросов ПГ	По данным Национального доклада	По расчетам на модели МТФК-16-80-ПГ	С использованием матрицы полных коэффициентов расхода энергии в ТЭК		Выбранное значение
			с учетом потерь угля и сырой нефти	без учета потерь угля и сырой нефти	
<b>Уголь</b>					
Сжигание	0.0134	0.0326	0.1954	0.0346	0.0346
Утечки	0.2579	0.2802			0.2579
<b>Итого</b>	<b>0.2713</b>	<b>0.3128</b>	<b>0.1954</b>	<b>0.0346</b>	<b>0.2925</b>
<b>Нефтепродукты</b>					
Сжигание <sup>1</sup>	0.1212	0.2206	0.2807	0.2793	0.2793
Утечки и сжигание в факелах	0.0863	0.1587			0.0863
<b>Итого</b>	<b>0.2075</b>	<b>0.3793</b>	<b>0.2807</b>	<b>0.2793</b>	<b>0.3656</b>
<b>Природный газ</b>					
Сжигание <sup>1</sup>	0.0990	0.0910	0.1374	0.1370	0.1370
Утечки	0.0662	0.11702			0.0662
<b>Итого</b>	<b>0.1652</b>	<b>0.2079</b>	<b>0.1374</b>		<b>0.2032</b>

**Приложение:** <sup>1</sup> В *Национальном докладе* выбросы при сжигании топлива в процессах добычи нефти и газа не разделяются, поэтому эти значения недостаточно сопоставимы со значениями, полученными на модели МТФК-16-80-ПГ.

Для сопоставления косвенных выбросов топливного цикла с данными МЭА нужно использовать оценки, полученные на базе данных *Национального доклада*. Как уже указывалось выше, методология МЭА не учитывает косвенные выбросы от используемых в процессах добычи и поставок топлива электроэнергии и тепловой энергии и дает заниженные значения косвенных выбросов топливного цикла. Согласно базе данных МЭА (IEA, 2024b), аналогичные средние мировые показатели равны (гСО<sub>2</sub>экв/гут): уголь – 0.1789; нефтепродукты – 0.1920; природный газ – 0.1699. Эти показатели согласуются с оценками для России, полученными на базе данных *Национального доклада*.

Оценка среднего значения косвенных выбросов топливного цикла для всех ТЭС России дана в табл. 6 для двух наборов удельных косвенных выбросов с использованием данных Генсхемы до 2042 г. по объемам генерации на ТЭС на разных видах ископаемого топлива, на данных *Национального доклада* по удельным выбросам трех ПГ на гут и на оценках МЭА по удельным выбросам ПГ на таких ТЭС. МЭА оценило среднее значение для России в 61 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч.

Использование данных *Национального доклада* дает более низкую оценку – 57.35 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч. Использование метода матрицы полных коэффициентов расходов энергии в ТЭК дает значение 68.44 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч.

**Таблица 6.** Сравнение оценок удельных косвенных выбросов ПГ (топливного цикла), полученных разными способами, гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч

*Источник: рассчитано по данным таблиц 2-5; Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года; IEA Emission Factors 2024. Emissions Factors 2024 – Data product – IEA*

**Table 6.** Comparison of specific indirect fuel-cycle GHG emissions estimated using different methods, gCO<sub>2</sub>eq/kWh

Топливо на ТЭС	Объем генерации в 2023 г.	Удельные выбросы <sup>1</sup>		УРУТ	Удельные косвенные выбросы ПГ	
					с использованием матрицы полных коэффициентов расходов энергии в ТЭК	на базе данных Национального доклада
					млн кВт-ч	СО <sub>2</sub> экв/ кВт-ч
уголь	165008.8	854.6	2.544	336.0	98.27	91.15
нефтепродукты	17000	891.3	2.148	415.0	151.73	86.11
газ	534724.4	444.2	1.595	278.5	56.58	46.00
<b>Всего</b>	<b>716733.2</b>				<b>68.44</b>	<b>57.35</b>

Воплощенные выбросы ПГ – это выбросы, воплощенные в строительных конструкциях и оборудовании ТЭС, а также связанные с выводом ТЭС из эксплуатации и утилизацией соответствующих отходов. Иногда эти коэффициенты называются инфраструктурными выбросами (ALCAS, 2025). Их расчет довольно сложен. Принято допущение, что в качестве воплощенных выбросов ПГ для ТЭС России можно использовать среднемировые значения из базы данных МЭА (IEA, 2024b) (гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч): угольные ТЭС – 15; ТЭС на нефтепродуктах – 9; газовые ТЭС – 4. В части основного оборудования ТЭС это допущение опирается на высокую долю импорта оборудования при строительстве ТЭС в России. В части строительных конструкций в ряде работ было показано, что углеродоемкость производства черных (Башмаков и др., 2021) и цветных (Башмаков, 2022) металлов, а также кирпича (Башмаков и др., 2024), близка к среднемировым значениям; правда, углеродоемкость цемента (Башмаков и др., 2023б) выше средней по миру.

Учет выбросов по всем трем охватам увеличивает показатели удельных выбросов ПГ на ТЭС России в 2024 г. на 1 кВт-ч на 12-13% по сравнению с прямыми выбросами. Итоговые кривые бенчмаркинга по охватам 1+2+3 для выработки электроэнергии на газовых и угольных ТЭС показаны на рис. 2 и 3.

По данным МЭА (IEA, 2024b), среднемировые значения воплощенных выбросов по нетопливной генерации равны (гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч): АЭС – 15; ГЭС – 4; ВЭС – 13, СЭС – 43. В Китае принят стандарт выбросов по охвату 1+2+3

для генерации электроэнергии со следующими значениями ( $\text{гСО}_2/\text{кВт}\cdot\text{ч}$ ): ТЭС на угле – 944; ТЭС на газе – 479.2; ГЭС – 14.3; АЭС – 6.5; ВЭС – 33.6; фотоэлектрические установки – 54.5; фототермические установки – 31.3; биоТЭС – 45.7. Самое высокое из перечисленных значений для нетопливных источников энергии на порядок ниже среднего значения удельных выбросов цикла жизни от российских ТЭС.

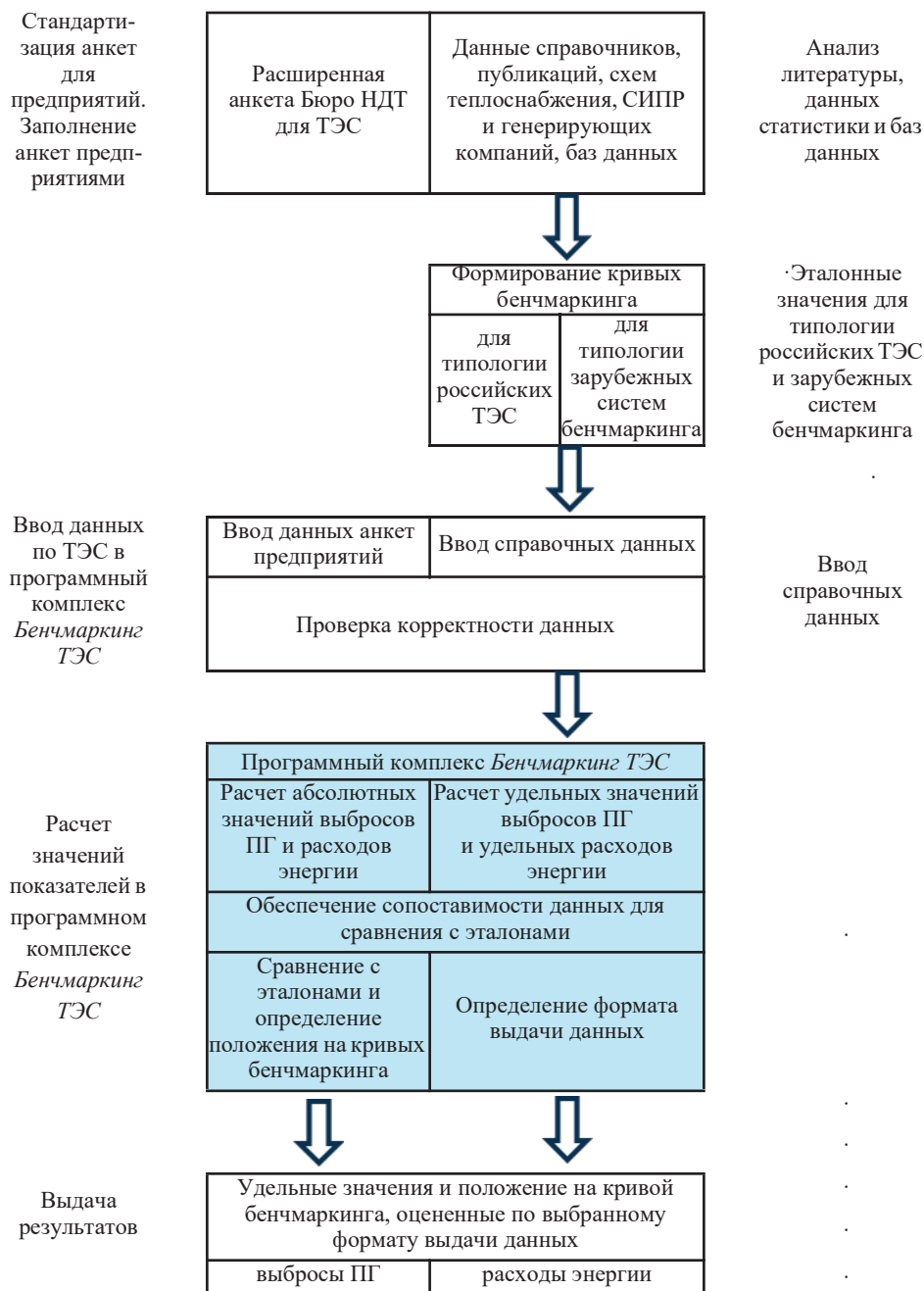
### **Программный комплекс *Бенчмаркинг-ТЭС* и перспективы его развития**

Программный комплекс (калькулятор) «*Бенчмаркинг-ТЭС*» разработан в среде MS Excel и воплощает набор алгоритмов для определения выбросов парниковых газов при производстве электрической и тепловой энергии на ТЭС. Он позволяет получать сопоставимые оценки удельных выбросов не только для российских ТЭС, но и для зарубежных систем бенчмаркинга. Пользовательский интерфейс состоит из 7 разделов: «Ввод исходных данных», «Расчет абсолютных значений выбросов ПГ», «Расчет удельных значений выбросов ПГ», «Проведение бенчмаркинга по аналогам в РФ» в зависимости от основного вида топлива, «Проведение бенчмаркинга по аналогам за рубежом», «Справочные данные» и «Руководство пользователя. Общая архитектура системы бенчмаркинга показана на рис. 4.

Результаты, полученные с применением программного комплекса «*Бенчмаркинг-ТЭС*», являются надежной основой для оценки потенциала сокращения выбросов ПГ от ТЭС России. Для этого проводится сравнение с эталонами. Развитие программного комплекса «*Бенчмаркинг-ТЭС*» предполагает совершенствование методологии и типологии ТЭС для целей бенчмаркинга по видам топлива и по типам генерирующих установок, расширение функций, повышение охвата ТЭС, на базе которых сформированы кривые бенчмаркинга, актуализацию данных по бенчмаркам, используемым в зарубежных системах углеродного регулирования.

### **Межстрановые сопоставления уровней и динамики удельных выбросов ПГ на производство электроэнергии**

Все модификации удельных выбросов ПГ на производство электроэнергии на всех электростанциях в России в 2024 г. показаны на рис. 5. Для всех модификаций удельных выбросов используются одинаковые средневзвешенные значения воплощенных выбросов ( $6.5 \text{ гСО}_2\text{экв}/\text{кВт}\cdot\text{ч}$ ). При допущении о КПД выработки тепла 90% удельные выбросы на выработку электроэнергии равны  $412 \text{ гСО}_2\text{экв}/\text{кВт}\cdot\text{ч}$ ; а при разнесении затрат топлива согласно данным Росстата –  $415 \text{ СО}_2\text{экв}/\text{кВт}\cdot\text{ч}$ . На рис. 6 показана динамика удельных прямых выбросов парниковых газов при производстве электроэнергии на всех электростанциях России в 2000-2024 гг. Всего показано 6 кривых. Резкий скачок значений в 2014 году связан с проблемами, с которыми столкнулись компании при переводе статотчетности с формы «11-ТЭР» на форму «4-топливо».



**Рисунок 4.** Архитектура системы бенчмаркинга по энергоэффективности и по удельным выбросам парниковых газов для ТЭС

*Источник: авторы*

**Figure 4.** Architecture of the benchmarking system for energy efficiency and specific GHG emissions from TPPs

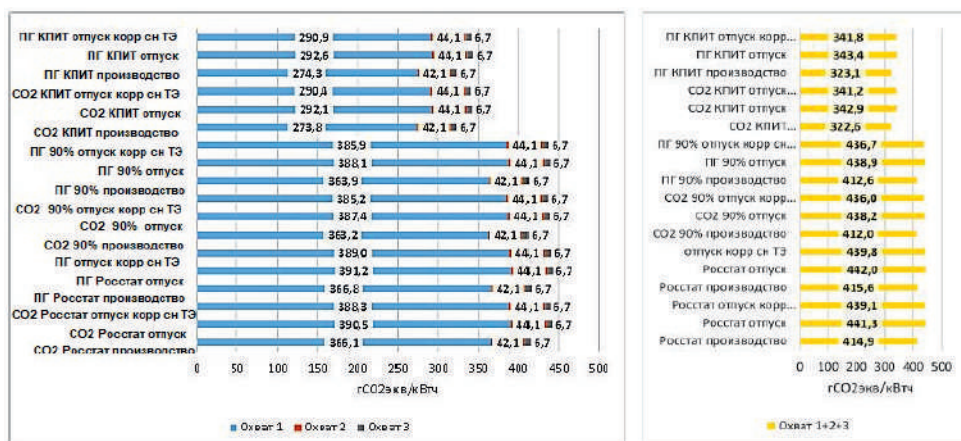


Рисунок 5. Удельные выбросы парниковых газов по охватам 1+2+3 на всех электростанциях России в 2024 г.

Источник: оценки ЦЭНЭФ-XXI

Figure 5. Specific GHG emissions (Scope 1+2+3) from all Russian power plants (2024)

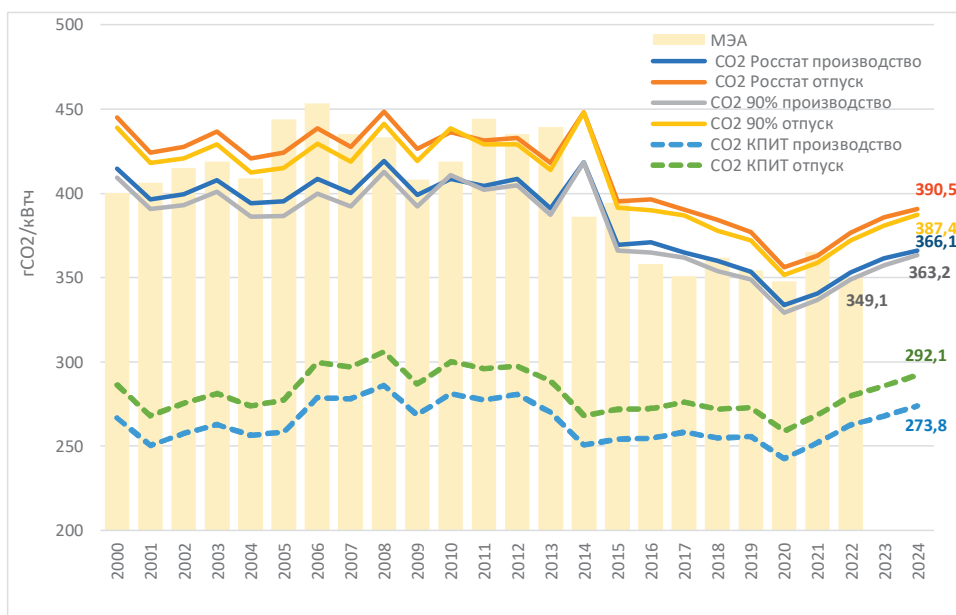


Рисунок 6. Удельные прямые выбросы парниковых газов при производстве электроэнергии на всех электростанциях России в 2000-2024 гг.

Источник: Оценки ЦЭНЭФ-XXI по данным форм отчетности Росстата и данных IEA Emission Factors 2024. Emissions Factors 2024 – Data product – IEA

Figure 6. Specific direct GHG emissions from electricity generation of all Russian power plants in 2000-2024

Анализ полученных ЦЭНЭФ-XXI оценок позволяет сформулировать следующие выводы. Кривые, отражающие динамику удельных выбросов ПГ при разнесении затрат топлива на базе данных формы «4-топливо» и при допущении о КПД выработки тепловой энергии 90% очень близки, но они существенно отличаются от кривой, получаемой при использовании КПИТ. Разница в значениях удельных выбросов на выработку и отпуск электроэнергии значима, поэтому всегда следует указывать, какой из этих показателей используется. В России чаще используется показатель удельных выбросов на отпуск электроэнергии, но для проведения сопоставлений с данными МЭА должен использоваться показатель удельных выбросов на выработку электроэнергии. За четверть века после 2000 года процесс декарбонизации электроэнергетики России продолжался только 6 лет – в 2015-2020 гг. Затем начался рост углеродоемкости электроэнергии, и в 2024 году удельные выбросы ПГ составили: на выработку электроэнергии – 366.1 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч и 366.8 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч, а на отпуск электроэнергии – 390.5 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч и 391.2 гСО<sub>2</sub>экв/кВт-ч. Полученная ЦЭНЭФ-XXI оценка за 2022 г. по методологии МЭА (349.1 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч) практически совпала с оценкой самого МЭА (349.5 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч). После 2015 года отклонения в оценках были невелики, однако за более ранние годы получены более значительные отклонения. Поскольку оценки МЭА используются в регулировании по СВМ, выявлению причин различий следует уделять особое внимание. При использовании КПИТ для разнесения затрат топлива на горизонте четверти века тренд к снижению удельных выбросов практически отсутствует, что в основном определяется динамикой КПИТ на ТЭС России в 2000-2024 гг.

Используя цветовую кодификацию, российскую электроэнергию нельзя назвать «зеленой». Она, скорее, «желтая». Сравнение данных по России с данными по другим странам по удельным выбросам СО<sub>2</sub> от всех электростанций позволяет отметить следующее. Норвегия замыкает пятерку стран, у которых удельные выбросы ниже 10 гСО<sub>2</sub>/кВтч. Литва замыкает группу из 23 стран, у которых удельные выбросы ниже 100 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч. Великобритания замыкает группу из 43 стран, у которых удельные выбросы ниже 200 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч. Россия с показателем 349.5 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч оказалась на 82-м месте из 191 страны, по которым МЭА приводит данные за 2022 г. Оценки МЭА по России можно назвать довольно надежными, в отличие от данных Our World in Data (2025). Средний удельный показатель выбросов для России за 2022 г. был заметно выше средних значений для ЕС, почти совпал со значением для США, но был заметно ниже средних значений для мира, G20 и Китая.

Если сравнивать параметры снижения углеродоемкости электроэнергии, то на основе данных МЭА по странам можно установить, что в 2000-2022 гг.: снизить удельные выбросы СО<sub>2</sub> удалось 153 странам; группе из 52 стран, которую замыкает Казахстан, удалось снизить удельные выбросы более чем на 200 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч; группе из 102 стран удалось снизить удельные выбросы более чем на 100 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч. Россия по этому параметру оказалась на 127-м месте с показателем снижения 50.8 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч. Это кратно ниже, чем в Китае (308.4), США (271.3), Великобритании (285) и ЕС (153).

---

## Заключение

Россия поставила цель выйти на углеродную нейтральность к 2060 году. Без заметного снижения выбросов ПГ в электро- и теплоэнергетике эту задачу решить нельзя. В нормативное поле вводятся понятия: *коэффициент выбросов парниковых газов квалифицированного генерирующего объекта; коэффициент выбросов парниковых газов энергосистемы; углеродный след; прямые и косвенные выбросы парниковых газов; косвенные энергетические выбросы парниковых газов*. Данная статья вносит вклад в разработку методологии корректного сравнения удельных выбросов ПГ по трем охватам и представляет результаты такого сравнения с использованием типологии ТЭС и выборки ТЭС разных типов. Использование этих выборок позволяет определить эталонные значения удельных выбросов ПГ на выработку электроэнергии на ТЭС. Показано, что для России оценку удельных выбросов на выработку электроэнергии выгоднее делать по физическому методу разнесения затрат топлива на ТЭС, поскольку он дает более низкие значения удельных выбросов на единицу электроэнергии и позволяет получить результаты, сопоставимые с зарубежными системами бенчмаркинга.

Российскую электроэнергию нельзя назвать «зеленой». Она, скорее, «желтая». В 2022 г. Россия с показателем 349.5 гСО<sub>2</sub>/кВт-ч оказалась в середине списка из 191 страны и групп стран по удельным выбросам ПГ на производство электроэнергии. МЭА ожидает, что в 2027 г. удельный показатель для России (который в последние годы не снижается, а растет) практически сравняется со среднемировым (который динамично снижается). Сохранение высоких темпов декарбонизации электроэнергетики во многих странах мира на фоне заложенного в программных документах медленного снижения удельных выбросов в России (Bashmakov, 2025) означает, что к середине века российская электроэнергия может стать «красной» и страна будет проигрывать конкурентную борьбу на мировых рынках электроемких товаров с механизмами, подобными СВММ.

## Список литературы

*Атлас инвестиций российско-китайского энергетического сотрудничества* (2021) URL: <https://rcebf.com/atlas/>.

Башмаков, И.А. (2022) Углеродное регулирование в ЕС и российский сырьевой экспорт, *Вопросы экономики*, № 1, с. 90-1-9.

Башмаков, И. (2023) *Внешняя торговля, экономический рост и декарбонизация в России. Долгосрочные перспективы*, Москва, Центр энергоэффективности – XXI век, 20 с., URL: <https://cenef-xxi.ru/articles/russia-s-foreign-trade-economic-growth-and-decarbonization.-long-term-vision>.

Башмаков, И.А. (2024) Динамический единый топливно-энергетический баланс России – реальная оценка энергоэффективности страны, *Энергосбере-*

жение, № 4, URL: [https://www.abok.ru/for\\_spec/articles.php?nid=8729](https://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=8729); [https://www.abok.ru/for\\_spec/articles/43/8729/tab.pdf](https://www.abok.ru/for_spec/articles/43/8729/tab.pdf).

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*, т. 77, № 9, с. 1071-1086, doi:10.32339/0135-5910-2021-9-1071-1086/.

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, с. 152-162, doi:10.37313/1990-5378-2024-26-2-152-164.

Башмаков, И.А., Мышак, А.Д., Башмаков, В.А., Башмаков, В.И., Борисов, К.Б., Дзедзичек, М.Г., Лунин, А.А., Лебедев, О.В., Шишкина, Т.Б. (2023а) Оценка вклада технологического фактора в повышение энергоэффективности и в динамику выбросов ПГ в секторе «энергетика» России, *Фундаментальная и прикладная климатология*, т. 9, № 4, с. 210-248, doi:10.21513/2410-8758-2023-4-210-248.

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

*Второй определяемый на национальном уровне вклад Российской Федерации в рамках реализации Парижского соглашения от 12 декабря 2015 года* (2015) URL.: <https://unfccc.int/sites/default/files/2025-09/РФ%20второй%20ОНУВ.pdf>.

Гайнуллина, Л.Р., Фасыхов, А.Р., Тимербаев, Н.Ф., Ибрагимова, В.Р. (2024) Углеродный след энергетического сектора, *Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Экология и безопасность жизнедеятельности*, т. 32, № 4, с. 365-384.

ГОСТ Р 113.00.30-2023 (2023) *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, 8 с.

Доброхотова, М.В., Скобелев, Д.О. (2023) Организационно-экономический механизм регулирования углеродоемкости в промышленности, *Вестник евразийской науки*, т. 15, № 1, URL: <https://esj.today/PDF/26ECVN123.pdf> (дата обращения: 11.11.2025).

Любимова, Н.Г. (2022) Пути достижения «углеродной нейтральности» в российской электроэнергетике, ФГБОУ ВО «Государственный университет управления», *Вестник университета*, № 1, с. 63-69.

*Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов парниковых газов из источников и их абсорбции поглотителями за 1990-2022 гг.* (2024)

Часть 1, Москва, 406 с., URL: [https://unfccc.int/sites/default/files/resource/RUS\\_NIR\\_2024\\_v1\\_2024-11-08.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/resource/RUS_NIR_2024_v1_2024-11-08.pdf).

*Обзор российского углеродного рынка. Потенциал роста* (2025) Подготовлен КЕИТ совместно с СИБУР, 32 с.

*Транспорт в России 2024. Статистический сборник* (2024) М., Росстат, 100 с.

ЦЭНЭФ-XXI (2022) *Углеродная нейтральность в России: ухабистые траектории до 2060 года*, Москва, Центр энергоэффективности – XXI век, 39 с.

Bashmakov, I. (1993) Costs and benefits of CO<sub>2</sub> emission reduction in Russia, *Costs, Impacts, and Benefits of CO<sub>2</sub> Mitigation*, in Y. Kaya, N. Nakichenovich, W. Nordhouse, F. Toth (eds.), IIASA.

Bashmakov, I. (2009) Resource of energy efficiency in Russia: scale, costs, and benefits, *Energy Efficiency*, vol. 2, pp. 369-386, URL: <https://doi.org/10.1007/s12053-009-9050-1>.

Bashmakov, I. (2025) The Russian power sector as a market for fossil fuels: analysis of long-term projections, *Neftegazovaya Vertikal'*, Special issue.

Bashmakov, I., Myshak, A., Bashmakov, V.A., Bashmakov, V.I., Borisov, K., Dzedzichuk, M., Lunin, A., Lebedev, O., Shishkina, T. (2023) Russian energy balance, energy efficiency, and energy-related GHG emission accounting system, *Energy Efficiency*, doi:10.1007/s12053-023-10132-6.

*Benchmarking Air Emissions of the 100 Largest Electric Power Producers in the United States* (2024) URL: <https://www.erm.com/globalassets/documents/reports/benchmarking-air-emissions-2024.pdf>.

EMBER (2025) *Global Electricity Review 2025*, URL: <https://ember-energy.org/latest-insights/global-electricity-review-2025/>.

ETS in China (2017) *NDRC Issued Internal Draft Allowance Allocation Plans for Three Sectors*, URL: <https://ets-china.org/news/ndrc-internally-issued-the-draft-allowance-allocation-plans-for-three-sectors/>.

European Commission (2021) *Update of benchmark values for the years 2021-2025 of phase 4 of the EU ETS, Benchmark curves and key parameters*, updated final version issued on 12 October 2021, URL: [https://climate.ec.europa.eu/system/files/2021-10/policy\\_ets\\_allowances\\_bm\\_curve\\_factsheets\\_en.pdf](https://climate.ec.europa.eu/system/files/2021-10/policy_ets_allowances_bm_curve_factsheets_en.pdf).

IEA (2024a) *Emission Factors: Database Documentation (2024 edition)*, URL: [https://iea.blob.core.windows.net/assets/adcb9ea4-fc85-4379-826f-bbdd57401fa5/IEA\\_Methodology\\_Emission\\_Factors\\_2024.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/adcb9ea4-fc85-4379-826f-bbdd57401fa5/IEA_Methodology_Emission_Factors_2024.pdf).

IEA (2024b) *Life Cycle Upstream Emission Factors 2024 Database documentation*, URL: [https://iea.blob.core.windows.net/assets/62c02614-3753-48f6-b5f8-2206ecf356f0/IEAupstreamlifecycleemissionfactors\\_2024.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/62c02614-3753-48f6-b5f8-2206ecf356f0/IEAupstreamlifecycleemissionfactors_2024.pdf).

Leisen, R., Radek, J., Weber, C. 2024. Modeling combined-cycle power plants in a detailed electricity market model, *Energy*, vol. 298, 131246, URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544224010193?via%3Dihub>.

Our World in Data (2025) *Carbon intensity of electricity generation, 2000 to 2024*, URL: [https://ourworldindata.org/grapher/carbon-intensity-electricity?tab=chart&country=AUT~FRA~EU-27~SWE~POL~ITA~NLD~OWID\\_WRL~CHN~ZAF~RUS~CRI~NOR](https://ourworldindata.org/grapher/carbon-intensity-electricity?tab=chart&country=AUT~FRA~EU-27~SWE~POL~ITA~NLD~OWID_WRL~CHN~ZAF~RUS~CRI~NOR).

Roslyakov, P., Guseva, T., Kondrat'eva, O., Dobrokhotova, M., Shchelchkov, K. (2024) *Setting requirements to carbon intensity of thermal power plants*, E3S Web of Conferences 623, 03009, AEES2024, URL: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202562303009>.

Scarlat, N., Prussi, M., Padella, M. (2022) Quantification of the carbon intensity of electricity produced and used in Europe, *Applied Energy*, vol. 305, 117901, URL: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117901>.

Smart Energy Benchmarking (2023) *Utility Scorecard Results*, URL: <https://dunsky.com/wp-content/uploads/SGIN-Utility-Scorecard-FINAL-Results-Dunsky.pdf>; <https://community.carbonleadershipforum.org/t/electricity-grid-carbon-intensity-canada-us-global/2440>.

Shirinkina E., Mozzhegorova, Y., Ilinykh, G., Korotaev, V. (2025) Carbon Footprint of Electricity Produced in the Russian Federation, *Energies*, vol. 18(1), p. 14, URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/18/1/14>.

WBCSD and WRI (2004) *The Greenhouse Gas Protocol. A Corporate Accounting and Reporting Standard. Revised edition*, URL: <https://ghgprotocol.org/sites/default/files/standards/ghg-protocol-revised.pdf>.

附件 1. 2021 (2022) 年度全国碳排放权交易配额总量 设定与分配实施方案 (发电行业, Приложение 1. План реализации по установлению и распределению общего объема национальных квот на выбросы углерода в 2021 и 2022 годах (энергетика), URL: [5b2f4703b3734d2295a07ef938a4b2c1.pdf](https://www.mee.gov.cn/xxgk/2018/xxgk/xxgk03/202410/t20241021_1089750.html); [241030-china-allocation-plan\\_updated-benchmark-values\\_formula\\_pdf.pdf](https://www.mee.gov.cn/xxgk/2018/xxgk/xxgk03/202410/t20241021_1089750.html).

关于做好2023 (2024) 年度发电行业全国碳排放权交易配额分配及清缴相关工作的通知, URL: [https://www.mee.gov.cn/xxgk/2018/xxgk/xxgk03/202410/t20241021\\_1089750.html](https://www.mee.gov.cn/xxgk/2018/xxgk/xxgk03/202410/t20241021_1089750.html).

## References

*Atlas investitsiy rossiysko-kitayskogo energeticheskogo sotrudnichestva* [Atlas of Investments in Russian-Chinese Energy Cooperation] (2021) URL: <https://rcebf.com/atlas/>.

Bashmakov, I.A. (2022) Uglernodnoye regulirovaniye v YES i rossiyskiy syr'yevoy eksport [CBAM and Russian export], *Voprosy ekonomiki*, no. 1, pp. 90-109.

Bashmakov, I. (2023) *Vneshnyaya trgovlya, ekonomicheskii rost i dekarbonizatsiya v Rossii. Dolgosrochnyye perspektivy* [Foreign trade, economic growth and decarbonization in Russia, Long-Term Prospects], Center for Energy Efficiency – XXI Century, Moscow, Russia, 20 p., URL: <https://cenef-xxi.ru/articles/russia's-foreign-trade-economic-growth-and-decarbonization.-long-term-vision>.

---

Bashmakov, I.A. (2024) Dinamicheskiy yedinyy toplivno-energeticheskiy balans Rossii – real'naya otsenka energoeffektivnosti strany [Dynamic comprehensive Russian energy balance is a realistic assessment of the country's energy efficiency], *Energoberezhniye*, no. 4, URL: [https://www.abok.ru/for\\_spec/articles.php?nid=8729](https://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=8729); [https://www.abok.ru/for\\_spec/articles/43/8729/tab.pdf](https://www.abok.ru/for_spec/articles/43/8729/tab.pdf).

Bashmakov, I.A., Skobelev, D.O., Borisov, K.B., Guseva, T.V. (2021) Sistemy benchmarkinga po udel'nym vybrosam parnikovyykh gazov v chernoy metallurgii [Benchmarking systems for specific GHG emissions in iron and steel], *Chernaya metallurgiya. Byulleten' nauchno-tekhnicheskoy i ekonomicheskoy informatsii*, vol. 77, no. 9, pp. 1071-1086, doi:10.32339/0135-5910-2021-9-1071-1086/.

Bashmakov, I.A., Lebedev, O.V., Guseva, T.V. (2024) Sistema benchmarkinga uglerodoyemkosti proizvodstva keramicheskikh izdeliy [Benchmarking system for the carbon intensity of ceramic products manufacture], *Izvestiya Samarskogo nauchnogo tsentra Rossiyskoy akademii nauk*, vol. 26, no. 2, pp. 152-162, doi:10.37313/1990-5378-2024-26-2-152-164.

Bashmakov, I.A., Myshak, A.D., Bashmakov, V.A., Bashmakov, V.I., Borisov, K.B., Dzedzicek, M.G., Lunin, A.A., Lebedev, O.V., Shishkina, T.B. (2023a) Otsenka vklada tekhnologicheskogo faktora v povysheniye energoeffektivnosti i v dinamiku vybrosov PG v sektore «energetika» Rossii [Assessment of the technological factor contribution to energy efficiency improvements and to the evolution of energy-related greenhouse gas emissions in Russia], *Fundamental'naya i prikladnaya klimatologiya*, vol. 9, no. 4, pp. 210-248, doi:10.21513/2410-8758-2023-4-210-248.

Bashmakov, I.A., Potapova, E.N., Borisov, K.B., Lebedev, O.V., Guseva, T.V. (2023b) Dekarbonizatsiya tsementnoy otrasli i razvitiye sistem ekologicheskogo i energeticheskogo menedzhmenta [Global cement industry development and decarbonization perspectives], *Stroitel'nyye materialy*, no. 9, pp. 4-12, doi:<http://doi.org/10.31659/0585-430X-2023-817-9-4-12>.

*Vtoroy opredelyayemyy na natsional'nom urovne vklad Rossiyskoy Federatsii v ramkakh realizatsii Parizhskogo soglasheniya ot 12 dekabrya 2015 goda* [Second nationally determined contribution of the Russian Federation as part of the implementation of the Paris Agreement dated December 12, 2015 (2015) URL: [https://unfccc.int/sites/default/files/2025-09/RF\\_second\\_NDC.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/2025-09/RF_second_NDC.pdf).

Gainullina, L.R., Fasykhov, A.R., Timerbaev, N.F., Ibragimova, V.R. (2024) Uglerodnyy sled energeticheskogo sektora [Energy sector footprint], *Vestnik Rossiyskogo universiteta druzhby narodov. Seriya: Ekologiya i bezopasnost' zhiznedeyatel'nosti* [Bulletin of Peoples' Friendship University of Russia. Series: Ecology and Life Safety], vol. 32, no. 4, pp. 365-384.

GOST R 113.00.30-2023 (2023) *Nailuchshiye dostupnyye tekhnologii. Metodicheskkiye rekomendatsii po razrabotke obyazatel'nogo prilozheniya informatsionno-tekhnicheskogo spravochnika po nailuchshim dostupnym tekhnologiyam «Indikativnyye pokazateli udel'nykh vybrosov parnikovyykh gazov»*

---

[Best Available Technologies. Methodological Recommendations for the Development of a Mandatory Appendix to the Information and Technical Handbook on Best Available Technologies "Indicative Indicators of Specific Greenhouse Gas Emissions"], Official Publication, Russian Institute of Standardization, Moscow, Russia, 8 p.

Dobrokhotova, M.V., Skobelev, D.O. (2023) Organizatsionno-ekonomicheskiy mekhanizm regulirovaniya uglerodoyemkosti v promyshlennosti, [Organizational and economic mechanism for carbon intensity regulation in industry], *Vestnik yevraziyskoy nauki* [Bulletin of Eurasian Science], vol. 15, no. 1, URL: <https://esj.today/PDF/26ECVN123.pdf> (accessed: 11.11.2025).

Lyubimova, N.G. (2022) Puti dostizheniya «uglerodnoy neytral'nosti» v rossiyskoy elektroenergetike [Pathways to carbon neutrality in the Russian electricity sector], *FGBOU VO «Gosudarstvennyy universitet upravleniya»* [Vestnik universiteta State University of Management, Bulletin of the University], no. 1, pp. 63-69.

*Natsional'nyy doklad o kadastre antropogennykh vybrosov parnikovyykh gazov iz istochnikov i ikh absorptsii poglotitelyami za 1990-2022 gg.* [National Report on the Inventory of Anthropogenic Greenhouse Gas Emissions from Sources and Their Removals by Sinks for 1990-2022] (2024) Part 1, Moscow, Russia, 406 p., URL: [https://unfccc.int/sites/default/files/resource/RUS\\_NIR\\_2024\\_v1\\_2024-11-08.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/resource/RUS_NIR_2024_v1_2024-11-08.pdf).

*Transport v Rossii 2024. Statisticheskiy sbornik* [Transport in Russia 2024. Statistical Digest 2024] (2024) Rosstat, Moscow, Russia, 100 p.

*Obzor rossiyskogo uglerodnogo rynka Potentsial rosta* [Russian carbon market review. Potential for growth] (2025) Prepared by KEPT and SIBUR, 32 p.

CENEF-XXI (2022) *Uglerodnaya neytral'nost' v Rossii: ukhabistyeye trayektorii do 2060 goda* [Russia's carbon neutrality: pathways to 2060], Center for Energy Efficiency – XXI Century, Moscow, Russia, 39 p., URL: <https://cenef-xxi.ru/articles/russia-s-carbon-neutrality:-pathways-to-2060>.

Bashmakov, I. (1993) Costs and benefits of CO<sub>2</sub> emission reduction in Russia, *Costs, Impacts, and Benefits of CO<sub>2</sub> Mitigation*, in Y. Kaya, N. Nakichenovich, W. Nordhouse, F. Toth (eds.), IIASA.

Bashmakov, I. (2009) Resource of energy efficiency in Russia: scale, costs, and benefits, *Energy Efficiency*, vol. 2, pp. 369-386, URL: <https://doi.org/10.1007/s12053-009-9050-1>.

Bashmakov, I. (2025) The Russian power sector as a market for fossil fuels: analysis of long-term projections, *Neftegazovaya Vertikal'*, Special issue.

Bashmakov, I., Myshak, A., Bashmakov, V.A., Bashmakov, V.I., Borisov, K., Dzedzichuk, M., Lunin, A., Lebedev, O., Shishkina, T. (2023) Russian energy balance, energy efficiency, and energy-related GHG emission accounting system, *Energy Efficiency*, doi:10.1007/s12053-023-10132-6.

*Benchmarking Air Emissions of the 100 Largest Electric Power Producers in the United States* (2024) URL: <https://www.erm.com/globalassets/documents/reports/benchmarking-air-emissions-2024.pdf>.

---

EMBER (2025) *Global Electricity Review 2025*, URL: <https://ember-energy.org/latest-insights/global-electricity-review-2025/>.

ETS in China (2017) *NDRC Issued Internal Draft Allowance Allocation Plans for Three Sectors*, URL: <https://ets-china.org/news/ndrc-internally-issued-the-draft-allowance-allocation-plans-for-three-sectors/>.

European Commission (2021) *Update of benchmark values for the years 2021-2025 of phase 4 of the EU ETS, Benchmark curves and key parameters*, updated final version issued on 12 October 2021, URL: [https://climate.ec.europa.eu/system/files/2021-10/policy\\_ets\\_allowances\\_bm\\_curve\\_factsheets\\_en.pdf](https://climate.ec.europa.eu/system/files/2021-10/policy_ets_allowances_bm_curve_factsheets_en.pdf).

IEA (2024a) *Emission Factors: Database Documentation (2024 edition)*, URL: [https://iea.blob.core.windows.net/assets/adcb9ea4-fc85-4379-826f-bbdd57401fa5/IEA\\_Methodology\\_Emission\\_Factors\\_2024.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/adcb9ea4-fc85-4379-826f-bbdd57401fa5/IEA_Methodology_Emission_Factors_2024.pdf).

IEA (2024b) *Life Cycle Upstream Emission Factors 2024 Database documentation*, URL: [https://iea.blob.core.windows.net/assets/62c02614-3753-48f6-b5f8-2206ecf356f0/IEAupstreamlifecycleemissionfactors\\_2024.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/62c02614-3753-48f6-b5f8-2206ecf356f0/IEAupstreamlifecycleemissionfactors_2024.pdf).

Leisen, R., Radek, J., Weber, C. 2024. Modeling combined-cycle power plants in a detailed electricity market model, *Energy*, vol. 298, 131246, URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544224010193?via%3Dihub>.

Our World in Data (2025) *Carbon intensity of electricity generation, 2000 to 2024*, URL: [https://ourworldindata.org/grapher/carbon-intensity-electricity?tab=chart&country=AUT~FRA~EU-27~SWE~POL~ITA~NLD~OWID\\_WRL~CHN~ZAF~RUS~CRI~NOR](https://ourworldindata.org/grapher/carbon-intensity-electricity?tab=chart&country=AUT~FRA~EU-27~SWE~POL~ITA~NLD~OWID_WRL~CHN~ZAF~RUS~CRI~NOR).

Roslyakov, P., Guseva, T., Kondrat'eva, O., Dobrokhotova, M., Shchelchikov, K. (2024) *Setting requirements to carbon intensity of thermal power plants*, E3S Web of Conferences 623, 03009, AEES2024, URL: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202562303009>.

Scarlat, N., Prussi, M., Padella, M. (2022) Quantification of the carbon intensity of electricity produced and used in Europe, *Applied Energy*, vol. 305, 117901, URL: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117901>.

Smart Energy Benchmarking (2023) *Utility Scorecard Results*, URL: <https://dunsky.com/wp-content/uploads/SGIN-Utility-Scorecard-FINAL-Results-Dunsky.pdf>; <https://community.carbonleadershipforum.org/t/electricity-grid-carbon-intensity-canada-us-global/2440>.

Shirinkina E., Mozzhegorova, Y., Ilinykh, G., Korotaev, V. (2025) Carbon Footprint of Electricity Produced in the Russian Federation, *Energies*, vol. 18(1), p. 14, URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/18/1/14>.

WBCSD and WRI (2004) *The Greenhouse Gas Protocol. A Corporate Accounting and Reporting Standard. Revised edition*, URL: <https://ghgprotocol.org/sites/default/files/standards/ghg-protocol-revised.pdf>.

---

*Appendix 1. Implementation Plan for the Setting and Allocation of National Carbon Emission Trading Quotas for 2021 (2022) (Power Generation Industry)*  
URL: [5b2f4703b3734d2295a07ef938a4b2c1.pdf](https://www.mee.gov.cn/xxgk/2018/xxgk/xxgk03/202410/t20241021_1089750.html); [241030-china-allocation-plan\\_updated-benchmark-values\\_formula\\_pdf.pdf](#).

*Notice on Doing a Good Job in the Allocation and Settlement of National Carbon Emission Trading Quotas for the Power Generation Industry in 2023 (2024)*  
URL: [https://www.mee.gov.cn/xxgk/2018/xxgk/xxgk03/202410/t20241021\\_1089750.html](https://www.mee.gov.cn/xxgk/2018/xxgk/xxgk03/202410/t20241021_1089750.html).

*Статья поступила в редакцию (Received):11.11.2025.*

*Статья доработана после рецензирования (Revised):26.01.2026.*

*Принята к публикации (Accepted):17.02.2026.*

### **Для цитирования / For citation**

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.

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. 12, no. 1, pp. 33-66, doi:10.21513/2410-8758-2026-1-33-66.