

**КОНЦЕПЦИЯ РАСЧЕТА
И ПУБЛИКАЦИИ КОЭФФИЦИЕНТОВ
ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ
ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ**

2022 год

Разработано исполнительным аппаратом Ассоциации «НП Совет рынка» и АО «Администратор торговой системы» при участии независимых консультантов – ООО «КарбонЛаб» (далее – Авторы).

Настоящая Концепция, содержащая описание основных подходов к расчету коэффициентов выбросов парниковых газов энергосистемы РФ, рассматривается авторами в качестве основы для национальной методики расчёта коэффициента (коэффициентов) выбросов парниковых газов в энергетике.

Информация, содержащаяся в настоящей Концепции, и результаты оценки коэффициентов выбросов парниковых газов (далее – «ПГ») энергосистемы РФ в соответствии с настоящей Концепцией являются мнением авторов и не являются установлением факта или рекомендацией совершать какие-либо действия.

Ассоциация «НП Совет рынка» и иные организации, обеспечивающие функционирование коммерческой инфраструктуры оптового рынка электроэнергии и мощности, не несут никакой ответственности в связи с любыми последствиями, прямо или косвенно связанными с использованием информации, содержащаяся в настоящей Концепции, и результатов оценки коэффициента выбросов ПГ в соответствии с настоящей Концепцией, в том числе не несут ответственности за любые убытки, понесённые вследствие такого использования.

Любое использование сведений, содержащихся в настоящей Концепции, допускается только с письменного разрешения Ассоциации «НП Совет рынка».

Контакты для связи по вопросам Концепции:

Сенчук Дмитрий – d.senchuk@np-sr.ru

Коротченко Василий – kvv@np-sr.ru

О замечаниях и предложениях просьба сообщать авторам по указанным адресам электронной почты.

Оглавление

Термины и определения	4
1. Общие положения и назначение	6
2. Обоснование проведения работ	7
3. Основные принятые допущения	8
4. Нормативная правовая база в России	10
5. Определение территориальной сегментации.....	12
6. Применение организациями коэффициента выбросов ПГ энергосистемы и коэффициента несертифицированного остатка генерации	14
7. Порядок расчета коэффициента выбросов энергосистемы и коэффициента несертифицированного остатка генерации	16
7.1. Исходные данные для расчета.....	16
7.2. Рассматриваемые объекты	19
7.3. Учет экспорта/импорта электрической энергии.....	20
7.4. Учет перетоков электрической энергии	21
7.5. Периодичность публикации коэффициентов выбросов энергосистемы	21
7.6. Исключение двойного учета одних и тех же объемов электроэнергии в рамках использования атрибутов генерации	22
8. Методика расчета коэффициентов выбросов энергосистемы	24
8.1. Расчет коэффициента выбросов	24
8.2. Расчет планового коэффициента выбросов	25
8.3. Расчет коэффициента несертифицированного остатка генерации	26
8.4. Определение объема выбросов диоксида углерода	30
8.5. Учет других видов парниковых газов	30
8.6. Оценка неопределенности коэффициентов выбросов	32
8.7. Обеспечение воспроизводимости коэффициентов выбросов.....	32
8.8. Обеспечение согласованности коэффициентов выбросов	32
Приложение 1. Модельный расчет коэффициентов выбросов энергосистемы с использованием усредненных показателей функционирования генерирующего оборудования для отдельных технологий производства электроэнергии (в части удельных расходов топлива на выработку электрической энергии)	34
Приложение 2. Определение объема потребления топлива на электростанциях ЕЭС России с использованием усредненных значений для отдельных технологий производства электроэнергии.....	35
Приложение 3. Сравнение различий в алгоритмах расчета коэффициентов выбросов Методических указаний и Концепции	37
Приложение 4. Учет сертификатов происхождения при определении несертифицированного остатка генерации (B-1;2)	39
Приложение 5. Методика оценки неопределенности интегрального коэффициента выбросов ПГ энергосистемы	41
Приложение 6. Заключение о валидации Концепции расчета и публикации коэффициентов выбросов парниковых газов энергосистемы Российской Федерации ..	43

Термины и определения

В Концепции используется авторская трактовка терминов и определений, приводимых в международных стандартах в области учета и отчетности о выбросах парниковых газов, в том числе в The Greenhouse Gas Protocol (Scope 2 Guidance):

под «**коэффициентом выбросов ПГ энергосистемы**» понимается масса парниковых газов, образуемых при сжигании топлива в целях производства электроэнергии на генерирующих объектах, принадлежащих к определённой группе (энергосистеме), приходящаяся на единицу электроэнергии, произведенной на тех же генерирующих объектах и отпущенной в сеть за тот же период времени;

под «**организациями**» понимаются юридические лица и индивидуальные предприниматели, осуществляющие хозяйственную и иную деятельность на территории Российской Федерации и потребляющие электрическую энергию. Под этим термином также понимаются сетевые компании, потребляющие электрическую энергию для собственных нужд и компенсации потерь;

под «**Методическими указаниями**» понимаются Методические указания по количественному определению объема косвенных энергетических выбросов парниковых газов, утвержденные приказом Минприроды России от 20.10.2017 №330;

под «**косвенными энергетическими выбросами**» (охват 2, англ. Scope 2) понимаются выбросы ПГ, связанные с производством электрической энергии, полученной от внешних объектов и использованной для обеспечения хозяйственной и иной деятельности организации;

под «**атрибутами генерации**» понимается совокупность сведений о генерирующем объекте и характеристиках процесса производства на данном объекте определённого объёма электрической энергии в конкретный период времени, включая сведения о коэффициенте выбросов энергосистемы для данного объёма электроэнергии или сведения, позволяющие рассчитать такой коэффициент, и прав на использование таких сведений, в том числе для расчёта косвенных энергетических выбросов;

под «**сертификатом происхождения**» понимается электронный документ, соответствующий установленным законодательством Российской Федерации об электроэнергетике требованиям, предоставляемый организацией коммерческой инфраструктуры, подтверждающий факт производства электрической энергии на квалифицированном генерирующем объекте и удостоверяющий атрибуты генерации;

под «**несертифицированным остатком генерации**» для определённой группы генерирующих объектов (энергосистемы) за данный период времени (англ. Residual mix) понимается совокупность объёмов электроэнергии, произведённой в данный период времени на таких генерирующих объектах, которые могут принадлежать к различным типам и использовать различные виды топлива, за вычетом объёмов, по которым атрибуты генерации были в установленном порядке оформлены производителями как объекты гражданских прав и были переданы (погашены) в установленный период времени:

- по двустороннему договору купли-продажи электрической энергии, одновременно с продажей (поставкой) покупателю электрической энергии, по факту производства которой такие атрибуты генерации возникли;
- посредством передачи сертификата происхождения, удостоверяющего данные атрибуты генерации;
- иными способами, отличными от указанных способов (например, переданы в сторонние системы обращения, при условии заключения такой системой соглашения об информационном обмене);

под «**GHG Protocol**» понимается основной международный стандарт по расчету косвенных энергетических выбросов ПГ – The Greenhouse Gas Protocol: Scope 2 Guidance;

термины «**региональный метод**» и «**рыночный метод**» понимаются, соответственно, в значениях, придаваемых им GHG Protocol, международными стандартами учета и отчетности о выбросах парниковых газов¹ и Методическими указаниями в части, не противоречащей указанным стандартам.

¹ International Organization for Standardization. (2018). *Greenhouse gases – Part 1: Specification with guidance at the organizational level for quantification and reporting of greenhouse gas emissions and removals (ISO Standard No. 14064-1:2018)*.

1. Общие положения и назначение

Сегодня все более важным становится вопрос корректного определения организациями, особенно экспортоориентированными, объема выбросов парниковых газов, образующихся в результате их производственной деятельности. Одной из категорий выбросов являются косвенные энергетические выбросы, зависящие от объема потребляемых энергоресурсов, в том числе электрической энергии. Информация о выбросах парниковых газов может использоваться организациями в целях формирования нефинансовой отчетности; инвентаризации косвенных энергетических выбросов; для оценки (расчета) углеродного следа продукции в части, приходящейся на косвенные выбросы, и других целей.

Настоящая Концепция разработана в качестве основы для конкретизации принципиальных подходов и алгоритмов расчета коэффициентов выбросов энергосистемы, образуемых при производстве электроэнергии на генерирующих объектах отдельных частей Единой энергетической системы (ЕЭС) России, а также изолированных энергосистем. Концепция не затрагивает вопросы расчета косвенных энергетических выбросов, приходящихся на потребление тепловой энергии, энергии холодоснабжения, энергии пара и прочих энергоресурсов, отличных от электрической энергии.

Для возможности использования коэффициентов выбросов энергосистемы в целях формирования нефинансовой отчетности; инвентаризации косвенных энергетических выбросов организациями; для оценки (расчета) углеродного следа продукции в части, приходящейся на косвенные энергетические выбросы, и других целей, алгоритм расчета должен соответствовать базовым принципам учета и отчетности о косвенных энергетических выбросах, зафиксированным, в том числе, в GHG Protocol, а именно: релевантность, полнота, целостность, прозрачность, точность, а также основным принципам, применяемым при верификации отчетности о косвенных энергетических выбросах на территории зарубежных стран, в том числе стран Европейского союза и Азиатско-Тихоокеанского региона.

Для этого при разработке Концепции были изучены и проанализированы нормативные и методические документы, а также практика расчета коэффициентов выбросов энергосистемы в различных странах. В частности, в группу референтных стран для анализа вошли страны Евросоюза (Германия, Италия, Франция), страны Азиатско-Тихоокеанского региона и страны БРИКС (США, Индия, Китай, Бразилия, ЮАР), постсоветские страны (Казахстан, Латвия, Литва), а также Великобритания, Норвегия, Иран.

Проанализированы требования к коэффициентам выбросов энергосистемы международных стандартов – Протокола по парниковым

газам (GHG Protocol) и ISO 14064-1:2018 «Парниковые газы. Часть 1. Требования и руководство по количественному определению и отчетности о выбросах и удалении парниковых газов на уровне организации», а также международных методик, разработанных Международным энергетическим агентством (IEA, The International Energy Agency), Ассоциацией европейских эмиссионных органов (AIB, Association of issuing bodies) и Рамочной конвенцией ООН по изменению климата для проектов чистого развития (CDM, Clean Development Mechanism).

Подробное описание результатов изучения и анализа представлены в Отчете «Анализ требований международных норм, стандартов, нормативных правовых актов и лучших практик расчета коэффициентов выбросов энергосистемы парниковых газов», который доступен для членов Ассоциации «НП Совет рынка» и может быть получен по запросу.

Отдельные подходы, изложенные в данной Концепции, обсуждались с заинтересованными сторонами на заседаниях рабочей группы по вопросам функционирования генерирующих объектов на основе ВИЭ при Наблюдательном совете Ассоциации «НП Совет рынка», а также в рамках рабочей группы по совершенствованию экологической политики в сферах электроэнергетики, теплоснабжения и их адаптации к изменениям климата, созданной при Минэнерго России.

2. Обоснование проведения работ

Работы по разработке Концепции выполняются согласно утвержденному Наблюдательным советом Ассоциации «НП Совет рынка» перечню задач по формированию механизмов, необходимых для расчета косвенных энергетических выбросов (Протокол №16/2021 заседания Наблюдательного совета Ассоциации «НП Совет рынка» от 28.09.2021 (вопрос №7). Протокол №17-П/2021 заседания Наблюдательного совета Ассоциации «НП Совет рынка» от 26.10.2021 (вопрос №13). Протокол №6/2022 заседания Наблюдательного совета Ассоциации «НП совет рынка» от 17.03.2022 (вопрос №12)).

Координирующая роль Ассоциации «НП Совет рынка» по вопросу актуализации методики оценки косвенных энергетических выбросов парниковых газов в части расчета коэффициентов выбросов энергосистемы определена решением рабочей группы Минэнерго России по совершенствованию экологической политики в сферах электроэнергетики, теплоснабжения и их адаптации к изменениям климата (Протокол №07-1929-пр от 26 ноября 2021 года).

3. Основные принятые допущения

В рамках настоящей Концепции рассматриваются и оцениваются только выбросы, образуемые при сжигании топлива в целях производства электроэнергии. Не принимаются в расчёт выбросы, относящиеся к другим категориям, в частности «летучие» выбросы, образуемые при добыче, преобразовании и транспортировке первичных энергоносителей (например, в форме утечек природного газа, выбросов метана при добыче угля, при сжигании в факелах в процессе добычи и переработки нефти и газа, а также испарения топлива), а также выбросы, образуемые при сжигании топлива в целях, отличных от непосредственного производства электроэнергии (например, при использовании производственного автотранспорта на генерирующих объектах).

В соответствии с положениями GHG Protocol Scope 2 Guidance (п. 4.2) и ISO 14064–1 (п. В.3.1) не учитываются выбросы ПГ, связанные с потерями электроэнергии при ее транспортировке и распределении в сетях.

Ввиду того что на солнечных, ветро-, гидро- и атомных электростанциях сжигание топлива в целях производства электроэнергии не осуществляется, выбросы, образуемые на указанных объектах, считаются нулевыми. Такой подход соответствует принципам, применяемым Международной группой экспертов по изменению климата (МГЭИК)².

В настоящей Концепции в расчёт принимаются как выбросы диоксида углерода (CO₂), так и других парниковых газов, - метана (CH₄) и закиси азота (N₂O), которые также образуются при сжигании топлива. При этом необходимо отметить, что практически весь объём вредного воздействия, рассматриваемый в контексте изменения климата, относится на выбросы диоксида углерода, тогда как доли других парниковых газов малы³. Общий объём выбросов определяется через сопоставимые им объёмы углекислого газа — он обладает наименьшей парниковой активностью. К примеру, за 100 лет одна тонна метана удерживает в атмосфере столько же тепла, сколько 25 тонн CO₂, а тонна закиси азота (N₂O) эквивалентна в этом отношении уже 298 тоннам CO₂.

Международные стандарты (в том числе GHG Protocol) не требуют учитывать другие виды парниковых газов (помимо CO₂) при расчете коэффициентов выбросов энергосистемы в обязательном порядке, Однако лучшая мировая практика показывает, что страны учитывают так называемое

² Edenhofer, O., et al. (2014). *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge and New York: Cambridge University Press.

³ Диоксид (двуокись) углерода (CO₂) – основной парниковый газ, образующийся в процессе хозяйственной деятельности человека; на его долю приходится около 70% антропогенного воздействия на климат.

эквивалентное значение⁴ выбросов трех парниковых газов (CO_{2e}) исходя из их воздействия на климат. Таким образом, публикации подлежат 4 коэффициента – отдельно по каждому из трех парниковых газов и эквивалентное значение.

Для расчетов коэффициентов выбросов энергосистемы необходимо иметь возможность использования первичной информации о параметрах функционирования генерирующих объектов. При этом, например, детальные данные об использовании тех или иных видов топлива на конкретных генерирующих объектах не относятся к информации, находящейся в свободном доступе. В разделе 5.1 Концепции отражены источники получения данных для проведения корректного расчета. Вопрос получения доступа к отдельным источникам информации, при необходимости, будет прорабатываться при разработке соответствующих нормативных правовых актов.

В условиях отсутствия на начальном этапе данных с требуемой детализацией, авторами был опробован расчет с использованием усредненных значений (опубликованных Федеральными органами исполнительной власти России в открытых источниках) для отдельных технологий производства электроэнергии⁵. Использование данного подхода при расчете коэффициента выбросов энергосистемы показывает результат, соответствующий международным оценкам для России⁶, что было подтверждено по результатам «пилотных» расчетов⁷. Применение данного подхода, в условиях ограниченного доступа к более детальной информации, достаточно широко используется в мировой практике. В частности, использование таких удельных показателей для расчета коэффициентов выбросов энергосистемы предусмотрено в методике CDM⁸.

При определении выбросов парниковых газов от выработки электроэнергии за отчетный период приоритет, безусловно, необходимо отдавать методам расчета на основе фактических данных по расходу различных видов топлива на выработку и отпуск в энергосистему электроэнергии по отдельным электростанциям и коэффициентов выбросов ПГ для данных видов топлива. Однако, в случаях, когда данные по расходу различных видов топлива по отдельным электростанциям по каким-либо причинам не доступны, целесообразно использовать агрегированные по

⁴ CO₂-эквивалент (carbon dioxide equivalent, CDE, CO_{2e}) — это условная единица, которую используют для оценки объемов выбросов парниковых газов (в том числе для расчета углеродного следа).

⁵ Алгоритм расчета приведен в приложении 2.

⁶ В частности, международного энергетического агентства (МЭА; англ. International Energy Agency, IEA) – <https://www.iea.org/data-and-statistics>

⁷ В 2021 году Ассоциация «НП Совет рынка» совместно с АО «Администратор торговой системы» приступили к «пилотному» расчету и публикации коэффициента выбросов по первой синхронной зоне Единой энергетической системы России (<https://www.atsenergo.ru/results/co2>).

⁸ Механизм чистого развития (МЧР; англ. Clean Development Mechanism).

отдельным видам топлива значения удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии с шин электростанций. Умножение удельного расхода *i*-го вида топлива (выраженного в т у.т./ МВт·ч) на коэффициент выбросов ПГ для данного вида топлива (выраженного в т CO₂/т у.т.) позволяет получить удельный показатель, характеризующий выбросы ПГ, приходящиеся на МВт·ч отпущенной в энергосистему электроэнергии при сжигании *i*-го вида топлива (т CO₂/ МВт·ч), и использовать его для расчета коэффициентов выбросов энергосистемы.

4. Нормативная правовая база в России

Согласно Методическим указаниям, количественное определение объема косвенных энергетических выбросов ПГ осуществляется региональным и рыночным методами.



Рисунок 1 – Методы расчета косвенных энергетических выбросов согласно Методическим указаниям

При использовании регионального метода объем потребления электрической энергии за отчетный период умножается на коэффициенты выбросов энергосистемы, которые должны быть рассчитаны организациями на основе статистических данных о потреблении топлива и об объемах произведенной электрической энергии от всех внешних генерирующих объектов, находящихся в региональной энергосистеме субъекта Российской Федерации, в которой расположена организация, потребляющая полученную электрическую энергию за отчетный период. Учитываются также данные об объемах поступления электрической энергии и потребления топлива из соседних региональных энергосистем за отчетный период.

Следует отметить, что алгоритм расчета не раскрывает порядок учета потребления электрической энергии на собственные производственные

нужды электростанций, учета экспорта электрической энергии в сопредельные государства, учета потребительских блок-станций⁹ и некоторые другие важные параметры. Более подробное сравнение отдельных методологических подходов, используемых при расчете коэффициентов выбросов энергосистемы в Методических указаниях и Концепции, приведены в приложении 3.

Выбор сегментации по границам субъектов Российской Федерации при определении коэффициентов выбросов энергосистемы не отвечает рекомендациям GHG Protocol¹⁰.

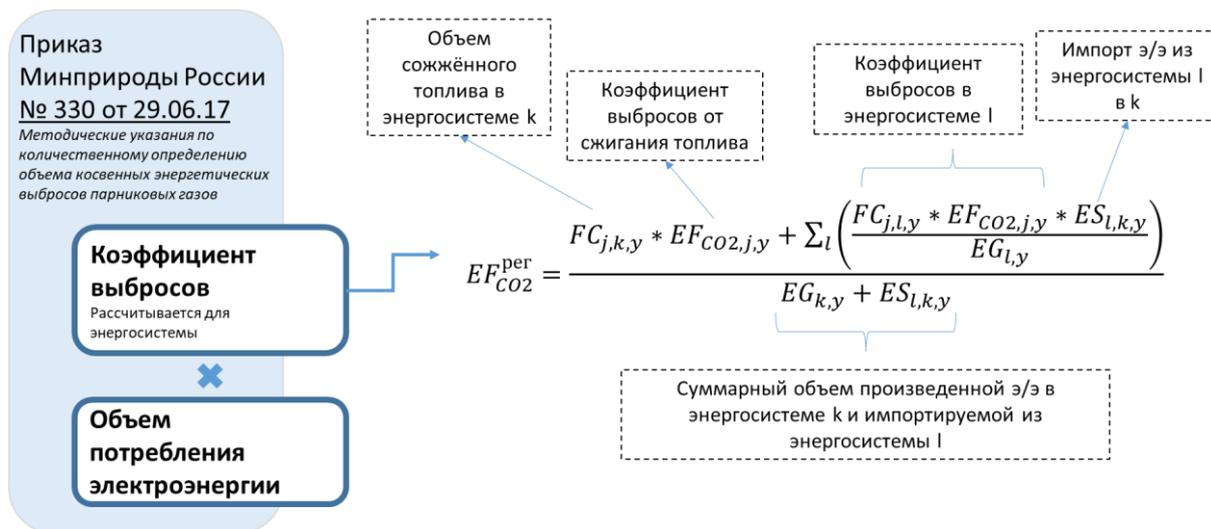


Рисунок 2 – Принцип расчета коэффициента выбросов согласно Методическим указаниям

Организация, уполномоченная на проведение соответствующих расчетов коэффициентов выбросов энергосистемы и их публикацию в открытом доступе, Методическими указаниями не определена, что приводит к необходимости использования потребителями электрической энергии сторонних (иностраных) баз данных при определении величин коэффициентов выбросов энергосистемы в России (Carbon footprint, IEA, CDP и т.д.) для оценки своих косвенных энергетических выбросов. Такие методики не коррелируют с российской; исходные данные, используемые для расчета, сложно проверить. Использование недостоверных источников информации организациями и, как следствие, некорректное определение своих объёмов косвенных выбросов могут быть причиной обвинения в «гринвошинге»¹¹ со стороны верифицирующих органов.

Следует отметить, что подавляющему большинству организаций самостоятельно определять коэффициенты выбросов энергосистемы не

⁹ Электростанции, работающие преимущественно на электроснабжение одного конкретного потребителя, имеющие с ним непосредственную электрическую связь.

¹⁰ Более подробно о выборе территориальной сегментации изложено в главе 5.

¹¹ Форма экологического маркетинга, целью которого является провозглашение климатических обязательств и одновременное принятие мер, которые противоречат этим целям.

представляется возможным как в силу отсутствия в открытых источниках исходных данных, так и в силу технической сложности проведения подобных расчетов.

Международный опыт показывает, что расчет коэффициентов выбросов энергосистемы осуществляется централизованно специализированной организацией, имеющей доступ к исходным данным и соответствующие компетенции для проведения расчета.

5. Определение территориальной сегментации

GHG Protocol приведены рекомендации по способу агрегирования данных для расчета коэффициентов выбросов энергосистемы. В частности, указано, что наиболее подходящими пространственными границами для расчета коэффициентов выбросов энергосистемы являются те, которые приблизительно соответствуют территориям производства, распределения и потребления энергии, то есть «условно сбалансированные» зоны. Все данные по выработке электроэнергии и выбросам парниковых газов в пределах этих границ должны быть агрегированы, а физический импорт/экспорт энергии и связанные с ним выбросы должны быть учтены.



Рисунок 3 – Варианты расчета коэффициентов выбросов энергосистемы согласно GHG Protocol

При расчете коэффициента выбросов энергосистемы на национальном уровне выбросы по всем типам генерации усредняются и «равномерно распределяются» между всеми потребителями. При переходе к более мелкой сегментации между коэффициентами появляются различия, обусловленные спецификой генерации, попадающей в границы соответствующих территорий. Разделение энергосистемы на отдельные «условно сбалансированные» зоны

с минимальным количеством импорта/экспорта электроэнергии позволяет более точно определять коэффициенты выбросов энергосистемы исходя из топливной структуры генерации этих зон.

По результатам изученного международного опыта, релевантным примером дифференциации коэффициентов выбросов энергосистемы является пример США, где энергосистема поделена на субрегионы eGRID¹², которые выделены таким образом, чтобы уровни выбросов наиболее точно соответствовали выработке и выбросам электростанций в рамках этих субрегионов. Всего в eGRID определены 27 субрегионов, при этом их количество и территориальные границы регулярно актуализируются в зависимости от развития генерации и сетевой инфраструктуры.

Топология ЕЭС России строилась и развивается в логике отсутствия и последовательного устранения сетевых ограничений на переток электроэнергии, поэтому не представляется возможным выделить аналогичное субрегионам eGrid количество «условно сбалансированных» зон. Подходящими действующими границами являются ценовые¹³ и неценовые зоны¹⁴ оптового рынка электрической энергии и мощности (ЦЗ/НЦЗ ОРЭМ), а также территориально изолированные энергосистемы¹⁵ (ТИТЭС), т.е. зоны, которые сформированы исходя из принципа отсутствия или наличия минимального перетока электроэнергии между данными частями энергосистемы. Кроме того, данные территории заметно отличаются топливной структурой генерации.

Важно также подчеркнуть, что изученные международные нормы и стандарты позволяют странам самостоятельно определять пространственные границы для определения коэффициентов выбросов энергосистемы (национальные или региональные/субрегиональные), и большинство рассмотренных стран рассчитывают и публикуют коэффициенты выбросов энергосистемы на уровне энергосистемы страны, без территориального разделения, однако GHG Protocol выделяет приоритизацию использования коэффициентов при расчете косвенных энергетических выбросов, где более высокий приоритет имеют дифференцированные по зонам коэффициенты (для тех энергосистем, где можно выделить «условно сбалансированные» зоны).

Таким образом, приоритетным вариантом для расчета коэффициентов выбросов энергосистемы, по мнению Авторов, является проведение расчета по единой методике для ЦЗ/НЦЗ ОРЭМ, а также для ТИТЭС. С развитием

¹² Emissions & Generation Resource Integrated Database (eGRID) – <https://www.epa.gov/egrid>

¹³ 1 ЦЗ ОРЭМ – Европа и Урал, 2 ЦЗ ОРЭМ – Сибирь.

¹⁴ НЦЗ ОРЭМ – Коми, Архангельск, Калининград, Дальний Восток

¹⁵ ТИТЭС – Электроэнергетическая система Камчатского края, Магаданской области, Сахалинской области, Чукотского автономного округа

сетевой инфраструктуры и устранением «запертых» сечений, в результате наличия которых образуются «условно сбалансированные» зоны, целесообразно актуализировать территориальные границы, по которым производится агрегирование параметров работы генерирующего оборудования для расчета коэффициентов выбросов энергосистемы.

Необходимо отметить, что использование всеми потребителями энергии коэффициентов, посчитанных по одному принципу территориальной сегментации, позволяет обеспечивать арифметическую сходимость объемов произведенных выбросов электростанциями и косвенных энергетических выбросов потребителей энергии. Выбор любых (наиболее подходящих, очевидно, самых низких) коэффициентов (рассчитанных по различным принципам территориальной сегментации) потребителями энергии будет занижать суммарный объем выбросов по стране, что может привести к обвинению в манипулировании расчетами со стороны верифицирующих органов. По этой причине, для включения в национальную методику по расчету косвенных энергетических выбросов, необходимо выбрать один вариант территориальной сегментации и использовать его всеми потребителями.

В информационных и иных целях возможен расчет и публикация коэффициентов, рассчитываемых по другим (отличным от тех, которые заложены в НПА) принципам, например, по субъектам РФ. Аналогичный подход используется, например, в eGrid, США, который публикует широкую иерархию рассчитываемых коэффициентов – от показателя отдельного штата до национального уровня. Каждый из этих показателей может использоваться для разных целей, но для расчета косвенных энергетических выбросов организациям следует использовать показатель по субрегионам eGRID.

6. Применение организациями коэффициента выбросов ПГ энергосистемы и коэффициента несертифицированного остатка генерации

В соответствии с GHG Protocol, организации обязаны выполнять расчеты косвенных энергетических выбросов ПГ по двум методам – региональному и рыночному, если в регионе, где находится потребитель электроэнергии, существует возможность использовать договорные инструменты по обороту атрибутов генерации, в то время как стандарт ISO 14064-1:2018 в обязательном порядке предписывает выполнять расчет по региональному методу, а дополнительный расчет по рыночному методу оставляет на усмотрение отчитывающейся организации.

Таким образом, в рамках подготовки национальной углеродной отчетности по косвенным энергетическим выбросам, организации должны рассчитывать выбросы по региональному методу (соответственно, с использованием коэффициентов выбросов энергосистемы) и по рыночному методу, если организация приобретает электроэнергию по двусторонним договорам купли-продажи или сертификаты происхождения. При расчете по рыночному методу используются индивидуальные коэффициенты выбросов того поставщика, у которого производится покупка электроэнергии, однако, если при этом часть электроэнергии закупается из общей сети, то выбросы от выработки данной части электроэнергии рассчитываются с использованием коэффициентов несертифицированного остатка генерации.

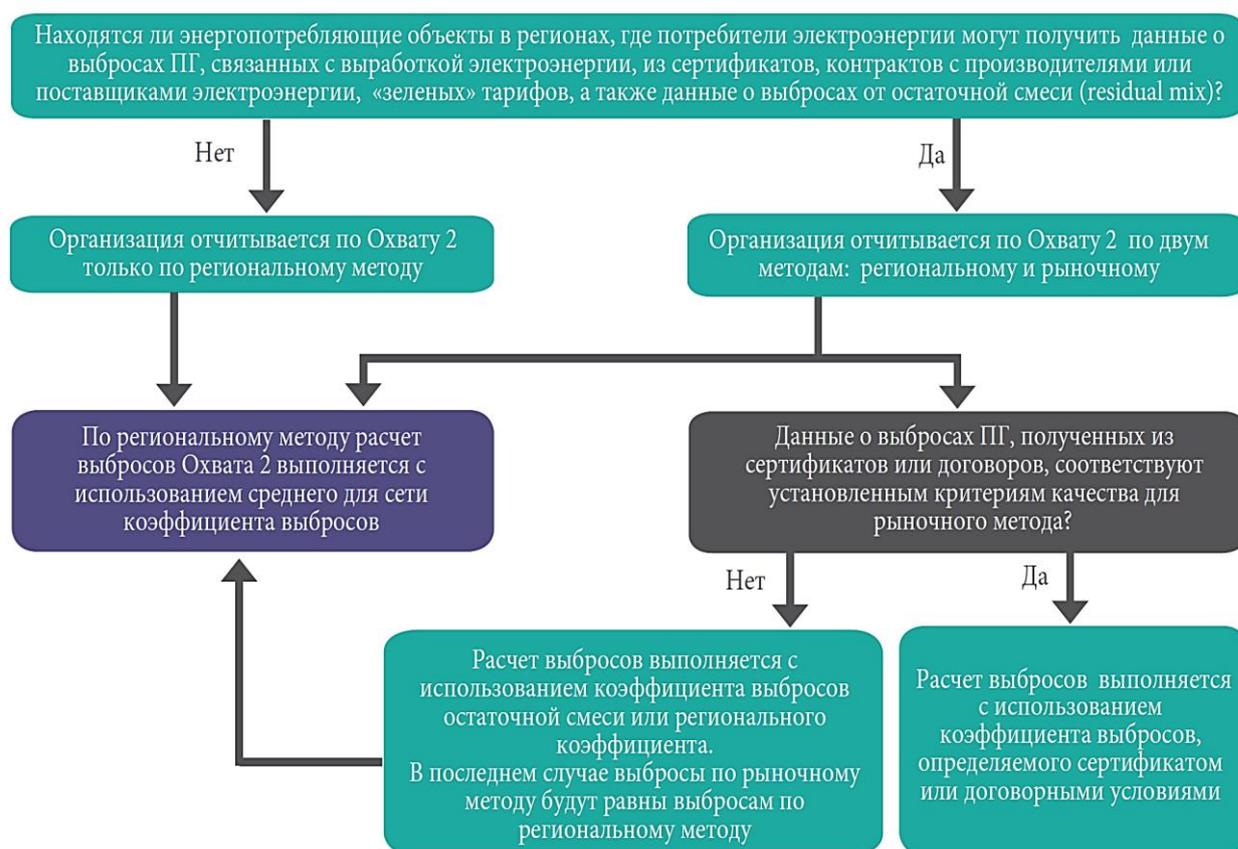


Рисунок 4 – Использование методов расчета косвенных энергетических выбросов

Если же организация приобретает электроэнергию в полном объеме по договорам, которые не содержат коэффициентов выбросов энергосистемы, то расчет в обязательном порядке выполняется по региональному методу с использованием коэффициентов выбросов энергосистемы, а расчет по рыночному методу проводится по усмотрению организации с использованием коэффициентов несертифицированного остатка генерации.

В рамках подготовки углеродной отчетности на международном уровне (например, в рамках участия в проекте CDP), учитывая, что в России ожидается

запуск национальной системы обращения «зеленых» договорных инструментов в электроэнергетике¹⁶, требуется следовать указаниям GHG Protocol и рассчитывать косвенные энергетические выбросы, связанные с покупкой электроэнергии, двумя методами – региональным (с использованием коэффициентов выбросов энергосистемы) и рыночным (с использованием коэффициентов, указанных в сертификатах и договорах между контрагентами и/или коэффициентов несертифицированного остатка генерации).

7. Порядок расчета коэффициента выбросов энергосистемы и коэффициента несертифицированного остатка генерации

7.1. Исходные данные для расчета

Авторы предъявляют следующие основные требования к источникам информации для расчета коэффициентов выбросов энергосистемы:

- централизованные системы сбора и хранения данных, актуализируемые на регулярной основе, для возможности оперативного и корректного их использования;
- признаваемые, а лучше – открытые системы, для возможности международной верификации расчетов.

Исходными данными для проведения расчетов коэффициентов выбросов энергосистемы служат:

1. Объемы произведенных выбросов парниковых газов за отчетный период отдельно по каждой электростанции ЕЭС России с разделением на выбросы, приходящиеся на выработку отдельно электрической энергии для ТЭЦ (кг CO_2e).

Этот показатель можно получить расчётным путем при наличии данных о количестве (объеме, массе) сожженного за отчетный период электростанциями ЕЭС России топлива (газ, уголь, торф, мазут, дизельное топливо...) путем умножения его на коэффициенты (тонн $CO_2/t.y.t$), определенные Методическими указаниями и руководством по количественному определению объема выбросов парниковых газов организациями, осуществляющими хозяйственную и иную деятельность в

¹⁶ Законопроект №196167-8 О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» (в части регулирования отдельных правоотношений, возникающих в связи с введением в гражданский оборот атрибутов генерации и сертификатов происхождения электрической энергии).

Российской Федерации, утвержденными приказом Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 30 июня 2015 г. №300 (таблица 1.1)¹⁷;

Источник информации

Для получения информации предлагается использовать официальную статистическую систему, формируемую в рамках Федерального плана статистических работ. Единая межведомственная информационно-статистическая система (ЕМИСС)¹⁸ создана и введена в эксплуатацию в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 26 мая 2010 г. №367. В ЕМИСС реализован автоматизированный процесс сбора, обработки, хранения такой информации, обеспечения доступа к ней, ее предоставления и распространения.

В ЕМИСС регулярно публикуется агрегированные показатели по данным, предоставленным субъектами электроэнергетики в систему Минэнерго России, в рамках раздела 27.12. «Технико-экономические показатели работы электростанций», в том числе:

- Отпуск электрической энергии с шин электростанций, (МВт·ч);
- Расход натурального топлива на электростанции и котельной, по видам топлива (тонна, м³);
- Расход условного топлива на электростанции и котельной, по видам топлива (т.у.т);
- Информация о фактических удельных расходах условного топлива, на отпуск электроэнергии (т.у.т/ МВт·ч).

Альтернативным источником указанных выше данных может являться также Государственная информационная система топливно-энергетического комплекса (ГИС ТЭК)¹⁹, которая предназначена для автоматизации процессов сбора, обработки информации в целях включения в ГИС ТЭК, хранения такой информации, обеспечения доступа к ней, ее предоставления и распространения, повышения эффективности обмена информацией о состоянии и прогнозе развития ТЭК. Информация, содержащаяся в ГИС ТЭК, является информацией ограниченного доступа, и порядок ее получения и использования требует дополнительной проработки.

При определении объема произведённых выбросов CO_2 электростанциями, функционирующими в комбинированном режиме выработки электрической и тепловой энергии, для расчета удельных расходов

¹⁷ Здесь и далее – Приказ Минприроды России от 30.06.2015 №300 действует до 01.03.2023, после этой даты вместо него вступает в силу Приказ Минприроды России от 27.05.2022 №371.

¹⁸ Цифровая аналитическая платформа предоставления статистических данных (ГИС ЦАП), разрабатываемая взамен ЕМИСС, будет обладать аналогичными характеристиками и набором данных.

¹⁹ Национальная энергетическая платформа (НЭП), разрабатываемая взамен ГИС ТЭК, будет обладать аналогичными характеристиками и набором данных.

условного топлива разделение топлива целесообразно производить по физическому методу²⁰, что в большей степени соответствует целям расчета. Однако сложившаяся практика показывает, что большинство электростанций производит разделение по пропорциональному методу, что также не противоречит международным стандартам расчета коэффициентов выбросов энергосистемы.

Исходя из значений объемов выбросов CO_2 производится расчет других парниковых газов – метана (CH_4) и закиси азота (N_2O), которые также образуются при сжигании топлива, для этих целей используются данные из открытых источников:

- Руководящие принципы МГЭИК 2006 (для определения выбросов CH_4 и N_2O для различных видов топлива);
- Оценочный доклад МГЭИК №4 (для определения потенциалов глобального потепления).

2. Объемы выработки и отпуск с шин электрической энергии отдельно по каждой электростанции ЕЭС России (МВт·ч);

3. Объем экспорта/импорта электрической энергии в сопредельные государства (МВт·ч);

4. Объем перетоков электрической энергии между ценовыми/неценовыми зонами ОРЭМ (МВт·ч);

Источник информации

Для получения информации используются данные коммерческого учета объемов производства, распределения и потребления электрической энергии на ОРЭМ.

Коммерческий оператор ОРЭМ – АО «АТС» ежедневно реализует расчеты параметров функционирования электроэнергетического рынка в отношении каждого часа суток с использованием математической модели электроэнергетической системы большой размерности.

Источником информации по объектам, которые отсутствуют в зоне функционирования ОРЭМ, является ЕМИСС.

5. Объем электроэнергии отдельно по каждой электростанции ЕЭС России, произведенной в рамках заключенных сделок по передаче атрибутов генерации (МВт·ч).

²⁰ Расчет удельных расходов условного топлива согласно «Методическим указаниям по распределению удельного расхода условного топлива при производстве электрической и тепловой энергии в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, применяемые в целях тарифного регулирования в сфере теплоснабжения», утвержденным Приказом Минэнерго России от 12 сентября 2016 года №952.

Источник информации

Указанные данные на сегодняшний день являются конфиденциальными и содержатся в договорах между контрагентами. Ассоциацией «НП Совет рынка» в рамках перечня задач по развитию рынка «зеленых» инструментов решается вопрос создания системы координации использования «зеленых» инструментов (СКИЗИ)²¹, которая будет агрегировать информацию об объеме выпущенных и переданных атрибутов генерации, а также о сертификатах происхождения на всем жизненном цикле и может использоваться в том числе для расчета несертифицированного остатка генерации.

7.2. Рассматриваемые объекты

В расчётах рассматриваются все электростанции, подключенные к ЕЭС России. По данным АО «СО ЕЭС», установленная мощность электростанций ЕЭС России на 01.01.2022 составляет 246 590 МВт²², из них:

ТЭС – 163 097 МВт (66%);

ГЭС – 49 954 МВт (20%);

АЭС – 29 542 МВт (12%);

ВЭС – 2 035 МВт (~1%);

СЭС – 1 960 МВт (~1%).

Объем производства электроэнергии в 2021 году электростанциями ЕЭС России составил 1 114 млн МВт·ч.

Как было указано выше, принято допущение о нулевых выбросах солнечных, ветро-, гидро- и атомных электростанций. В этой связи в расчётах рассматриваются выбросы парниковых газов у тепловых электростанций, использующих в качестве основного вида топлива с различным содержанием углерода – природный газ, уголь, нефтепродукты. Для электростанций, работающих в когенерационном режиме, используется объем выбросов, приходящийся отдельно на выработку электрической энергии.

В расчетах не учитываются электростанции потребителей, подключенные к ЕЭС России опосредованно, через их распределительные сети, и используемые исключительно для удовлетворения собственных производственных нужд таких потребителей. Выбросы данной категории объектов должны учитываться при определении потребителями своих прямых выбросов парниковых газов (Scope 1).

В рамках Концепции, электростанции установленной мощностью менее 5 МВт, которые не осуществляют передачу данных в государственные

²¹ Согласно перечню задач по развитию рынка «зелёных» инструментов, утвержденному Наблюдательным советом Ассоциации «НП Совет рынка», окончание разработки СКИЗИ запланировано на декабрь 2022 года.

²² По данным АО «СО ЕЭС» <https://www.so-ups.ru/functioning/tech-disc/tech-disc2022/tech-disc2022ups/>

статистические системы, а также электростанции розничного рынка электрической энергии, параметры функционирования которых не фиксируются в коммерческой системе учета электрической энергии, не учитываются в рамках расчета. По мере появления наблюдаемости таких объектов их параметры функционирования будут включаться в расчетную базу коэффициентов выбросов энергосистемы.

Необходимо отметить, что допущение о пренебрежении небольшой частью генерирующих объектов, по которым отсутствуют данные о параметрах их функционирования, не изменяющих сколь угодно значительно итоговый расчет, является апробированной международной практикой. Например, в eGRID (США) при расчете коэффициентов выбросов энергосистемы не учитываются электростанции установленной мощностью менее 25 МВт, так как их вклад в общую эмиссию парниковых газов страны пренебрежимо мал.

Сетевые накопители электрической энергии, в том числе гидроаккумулирующие станции, учитываются в расчете в случае положительного сальдо производства и потребления электрической энергии.

На территории Российской Федерации функционируют генерирующие объекты, не имеющие электрической связи с ЕЭС России или ТИТЭС. Установленная мощность таких генерирующих объектов, функционирующих преимущественно на базе дизельного топлива, – около 800 МВт, а годовой объем выбросов диоксида углерода такими объектами ~ 3 млн тонн CO₂e, что составляет менее 1% от общего объема выбросов электростанциями ЕЭС России. В расчётах данные объекты не учитываются, на таких территориях определение организациями своих косвенных энергетических выбросов может осуществляться исходя из индивидуальных коэффициентов выбросов того генерирующего объекта, с которым они имеют непосредственную электрическую связь. Если на таких территориях присутствуют несколько объектов с разными топливными характеристиками, алгоритм расчета коэффициентов выбросов энергосистемы, заложенный в Концепции, применим и для этих территорий.

7.3. Учет экспорта/импорта электрической энергии

Параллельно с ЕЭС России работают энергосистемы Азербайджана, Белоруссии, Грузии, Казахстана, Латвии, Литвы, Монголии, Украины и Эстонии. Через энергосистему Казахстана параллельно с ЕЭС России работают энергосистемы Центральной Азии – Киргизии и Узбекистана. Через энергосистему Украины – энергосистема Молдавии. От электросетей России, в том числе через вставки постоянного тока, осуществляется передача электроэнергии в энергосистемы Китая, Норвегии и Финляндии.

Россия экспортирует электроэнергию в такие страны, как Финляндия, Литва, Китай, Казахстан, Монголия, Грузия, Украина, Азербайджан, Белоруссия, Норвегия, а также Южная Осетия.

По итогам 2021 года Россия экспортировала 25 млрд кВт·ч электроэнергии, импортировала – 1,9 млрд кВт·ч.

В расчётах учитываются фактические объемы экспорта/импорта электрической энергии по данным коммерческого учета на ОРЭМ.

Ввиду отсутствия достоверной информации о параметрах функционирования генерирующих объектов, находящихся на территории иностранных государств, в расчётах используются коэффициенты выбросов энергосистемы (национальные) для рассматриваемых стран, полученные из открытых источников. При отсутствии данной информации в открытых источниках применяется усредненный коэффициент выбросов ПГ, характерный для технологии генерации, преобладающей в энергетическом балансе страны – импортера электроэнергии. С учетом сравнительно малого объема импорта электрической энергии, считаем данное допущение приемлемым.

7.4. Учет перетоков электрической энергии

При проведении расчетов коэффициентов выбросов энергосистемы на региональном/субрегиональном уровне, учитываются перетоки электроэнергии в границах установленной территории. В расчётах учитываются фактические перетоки между ценовыми зонами, а также между ценовыми и неценовыми зонами ОРЭМ за отчетный период.

Территории ценовых и неценовых зон, а также изолированные энергосистемы сформированы таким образом, что переток между ними либо отсутствует, либо составляет минимальное значение – например, по итогам 2021 года переток между 1 и 2 ЦЗ составлял менее 0,5% от объема выработки электроэнергии на данных территориях.

7.5. Периодичность публикации коэффициентов выбросов энергосистемы

Периодичность расчета и публикации фактических значений коэффициентов выбросов энергосистемы и коэффициента несертифицированного остатка генерации производится не позднее 20 апреля года, следующего за отчетным.

Кроме того, в информационных целях может осуществляться расчет планового коэффициента выбросов энергосистемы для каждого часа/суток/месяца.

7.6. Исключение двойного учета одних и тех же объемов электроэнергии в рамках использования атрибутов генерации

Проблемы двойного учета в рамках контрактных инструментов существуют и осознаются регуляторами соответствующих рынков, на которых распространены сертификаты происхождения и договоры купли-продажи электроэнергии (PPA).

В частности, EPA (США) отмечает²³, что двойной учет может иметь место, когда:

- Один и тот же сертификат продается разными субъектами.
- Энергетическое предприятие учитывает одни и те же мегаватт-часы (МВт-ч) или сертификаты для выполнения требований стандарта портфеля возобновляемых источников энергии (renewable portfolio standard, или RPS-квота, – доля электроэнергии, выработанной на основе ВИЭ, которую компания должна в обязательном порядке обеспечивать в своём портфеле генерации/сбыта), а также в качестве продажи в своей добровольной программе «зеленого» ценообразования.
- Владелец солнечной электростанции заявляет, что использует возобновляемую электроэнергию, в то время как другая сторона по контракту покупает сертификаты (REC), связанные с выработкой этой солнечной электростанции.
- Покупатель электроэнергии по двустороннему договору утверждает, что использует возобновляемую электроэнергию, в то время как владелец объекта продает REC энергетическому коммунальному предприятию для удовлетворения требований RPS.

Для организаций двойной учет может привести к обвинениям в «зеленом отмывании» и может серьезно подорвать доверие к ним. Федеральная торговая комиссия и Национальная ассоциация генеральных прокуроров штатов (США) выпустили руководства по юридическим последствиям предъявления мошеннических требований.

Для избегания проблемы двойного учёта используются системы отслеживания сертификатов. «Системы отслеживания гарантируют, что каждый REC учитывается только один раз, присваивая уникальный серийный номер каждому мегаватт-часу электроэнергии из возобновляемых источников. <...> Без использования электронных систем отслеживания REC покупатели должны полагаться исключительно на аудиты контрактов и бумажные подтверждения. Электронные системы отслеживания значительно

²³ <https://www.epa.gov/green-power-markets/double-counting>

сокращают административную работу для предотвращения двойного учета»²⁴.

В Европе «в странах, присоединившихся к AIB, Европейская система энергетических сертификатов (EECS) сертифицирует и регистрирует каждую гарантию происхождения (GO), предотвращая двойной учет и идентифицируя источник GO и метод производства»²⁵.

Необходимо отметить, что, кроме исключения двойного учета, существуют и другие критерии качества, предъявляемые к «зеленым» договорным инструментам. В соответствии с требованиями GHG Protocol Scope 2 Guidance все инструменты (сертификаты, обязательства по поставкам электроэнергии), используемые в рыночном методе расчета выбросов Охвата 2, должны удовлетворять следующим критериям качества:

1. Включать коэффициент выбросов ПГ для произведенной электроэнергии;
2. Обеспечивать отсутствие дублирования переданного количества электроэнергии;
3. Являться отслеживаемыми на всем жизненном цикле;
4. Выпускаться и погашаться как можно ближе к временному периоду энергопотребления;
5. Относиться к одной юрисдикции с энергопотребляющими объектами отчитывающейся организации.

Таким образом, анализ международного опыта обращения энергетических сертификатов и атрибутов генерации показал, что в России для исключения двойного учета одних и тех же объемов генерации электроэнергии в рамках контрактных инструментов необходимо наличие специальной системы (организации), основной функцией которой является выдача сертификатов и ведение единого для страны реестра контрактных инструментов (сертификатов происхождения электроэнергии, двусторонних договоров и т.д.), в котором бы отражался весь жизненный цикл таких инструментов (выдача, передача, продажа, погашение, аннулирование по причине истечения срока действия).

Данный функционал будет реализован в системе СКИЗИ, которая предназначена для автоматизации процессов учета использования «зеленых» инструментов при фиксации, передаче, а также обработке, хранению и выдаче информации, создаваемой в ходе указанных операций.

²⁴ <https://www.nrel.gov/docs/fy15osti/64558.pdf>

²⁵ <https://3degreesinc.com/resources/guarantees-origin-option-renewable-energy-europe-2/>

8. Методика расчета коэффициентов выбросов энергосистемы

8.1. Расчет коэффициента выбросов

Количественная оценка коэффициента выбросов парниковых газов производится на основе фактических данных коммерческого учета электроэнергии, поступающей в энергосети рассматриваемых территорий, и результатов определения выбросов парниковых газов электростанциями на месячной и/или погодной основах.

Расчет фактического коэффициента выбросов энергосистемы для территории z за период y (месяц, год) выполняется по формуле, кг $\text{CO}_2/\text{МВт}\cdot\text{ч}$:

$$EF_{\text{CO}_2,z,y} = \frac{E_{\text{CO}_2,gen,z,y} + E_{\text{CO}_2,imp,z,y} - E_{\text{CO}_2,exp,z,y}}{EG_{net,z,y} + EL_{imp,z,y} - EL_{exp,z,y}}, \quad (1)$$

где $E_{\text{CO}_2,gen,z,y}$ – количество выбросов CO_2 от выработки электроэнергии, отпускаемой в сеть, на электростанциях, находящихся на территории z , за период y , кг CO_2 ;

$E_{\text{CO}_2,imp,z,y}$ – количество выбросов CO_2 , связанных с импортируемой электроэнергией на территорию z за период y , кг CO_2 ;

$E_{\text{CO}_2,exp,z,y}$ – количество выбросов CO_2 , связанных с экспортируемой электроэнергией из территории z за период y , кг CO_2 ;

$EG_{net,z,y}$ – количество электроэнергии, отпускаемой в энергосеть с шин электростанций, находящихся на территории z , за период y , $\text{МВт}\cdot\text{ч}$;

$EL_{imp,z,y}$ – количество импортируемой электроэнергии на территорию z за период y , $\text{МВт}\cdot\text{ч}$;

$EL_{exp,z,y}$ – количество экспортируемой электроэнергии из территории z за период y , $\text{МВт}\cdot\text{ч}$.

Расчет выбросов CO_2 , связанных с импортом и экспортом электроэнергии на сопредельные территории, выполняется по формулам:

$$E_{\text{CO}_2,imp,z,y} = \sum_{x=1}^n (EL_{imp,x,z,y} \times EF_{\text{CO}_2,x,z}), \quad (2)$$

$$E_{\text{CO}_2,exp,z,y} = \sum_{x=1}^n EL_{exp,x,z,y} \times EF_{\text{CO}_2,exp,z,y}, \quad (3)$$

$$EF_{\text{CO}_2,exp,z,y} = \frac{E_{\text{CO}_2,gen,z,y} + E_{\text{CO}_2,imp,z,y}}{EG_{net,z,y} + EL_{imp,z,y}}, \quad (4)$$

где $EF_{CO_2,x,z}$ – коэффициент выбросов CO_2 для сопредельной территории x , откуда импортируется электроэнергия, кг CO_2 /МВт·ч. Для сопредельной российской территории используется коэффициент выбросов для электроэнергии, экспортируемой из этой территории. Для сопредельного государства коэффициент определяется на основании открытых источников информации (например, Carbon Footprint²⁶), или, при их отсутствии, применяется усредненный коэффициент, характерный для технологии генерации, преобладающей в энергетическом балансе данного государства;

$EF_{CO_2,exp,z,y}$ – коэффициент выбросов CO_2 для экспортируемой электроэнергии из территории z за период y , кг CO_2 /МВт·ч.

Расчет коэффициентов выбросов энергосистемы выполняется путем решения системы линейных уравнений с N неизвестными (где N – количество выделенных зон/территорий).

Формула 1 для определения коэффициента выбросов ПГ энергосистемы отвечает требованиям международных стандартов (Протокол по парниковым газам, ISO 14064–1:2018) и наилучшим международным практикам. Данная формула является универсальной и позволяет определять коэффициент выбросов ПГ энергосистемы как для территорий ценовых/неценовых зон ОРЭМ, так и для ЕЭС России в целом.

8.2. Расчет планового коэффициента выбросов

Расчет планового коэффициента выбросов энергосистемы для территории z за период t (час, сутки, месяц) выполняется по формуле 1 с использованием плановых показателей по отпуску электроэнергии, определяемых на основе объемов планового почасового производства/потребления, полученного по итогам проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед для более коротких временных интервалов (час, сутки, месяц), а также плановых показателей выбросов CO_2 от выработки электроэнергии на электростанциях, находящихся на территории z ($E_{CO_2,gen,z,t}$), которые определяются по формуле:

$$E_{CO_2,gen,z,t} = \sum_{i=1}^n (EG_{net,i,z,t} \times EF_{CO_2,i,z,y-1}), \quad (5)$$

где $EG_{net,i,z,t}$ – количество электроэнергии, отпускаемой в энергосеть с шин электростанций, сжигающих топливо вида i и находящихся на территории z , за период t (час, сутки, месяц).

²⁶ [2022 03 emissions factors sources for 2021 electricity v11.pdf \(carbonfootprint.com\)](https://www.carbonfootprint.com/resources/2022-03-emissions-factors-sources-for-2021-electricity-v11.pdf)

$EF_{CO_2,i,z,y-1}$ – коэффициент выбросов CO_2 для электростанций, сжигающих топливо вида i и находящихся на территории z , кг CO_2 /МВт·ч. Определяется на основании фактических данных за прошедший год:

$$EF_{CO_2,i,z,y-1} = \frac{E_{CO_2,i,y-1}}{EG_{net,i,y-1}}, \quad (6)$$

где $E_{CO_2,i,z,y-1}$ – выбросы от выработки электроэнергии электростанциями, сжигающими топливо вида i и находящимися в регионе z , за прошедший год, кг CO_2 .

$EG_{net,i,y-1}$ – количество электроэнергии, отпускаемой в энергосеть с шин электростанций, сжигающих топливо вида i и находящихся в регионе z , за прошедший год, МВт·ч.

8.3. Расчет коэффициента несертифицированного остатка генерации

Исходя из изученного международного опыта европейской ассоциации эмиссионных органов²⁷, для целей расчета коэффициентов несертифицированного остатка генерации целесообразно учитывать атрибуты генерации, по которым реализованы права (например, посредством заключения двусторонних договоров), а также выпущенные сертификаты происхождения за расчетный период, и осуществлять корректировку сертификатов с истекшим сроком действия.

Следует отметить, что сертификаты происхождения генерации не привязаны к физическому производству-потреблению электрической энергии (контрагенты могут не иметь физической возможности передачи электроэнергии и находиться на значительном удалении друг от друга) и могут быть погашены потребителями через определенный промежуток времени после их выпуска. Таким образом, расчет несертифицированного остатка генерации носит чисто математический характер, отражающий «изъятие» определенного количества атрибутов низкоуглеродной генерации из общего количества выработанной электроэнергии на данной территории, и не соотноситься с реальным балансом производства-потребления электроэнергии на данной территории в конкретный момент времени.

При расчете несертифицированного остатка генерации по отдельным зонам ЕЭС России, из количества отпущенной с шин электроэнергии необходимо вычесть количество электроэнергии, указанное в выпущенных атрибутах генерации и сертификатах происхождения, и добавить количество электроэнергии, указанное в сертификатах, не погашенных потребителями в установленный период времени.

²⁷ AIB – association of issuing bodies (<https://www.aib-net.org>)

Согласно GHG Protocol компании, потребляющие энергию от производителей, которые продали свои низкоуглеродные атрибуты генерации, теряют право заявлять о них при расчете косвенных энергетических выбросов по рыночному методу.

Исходя из вышеизложенной логики, для расчета несертифицированного остатка генерации используется последовательность действий, учитывающая принципы и сроки обращения атрибутов генерации и сертификатов происхождения на жизненном цикле:

- Учитываются только те сертификаты, которые выпущены в системах, заключивших соглашение об информационном взаимодействии и передающих организации коммерческой инфраструктуры информацию о фиксации атрибутов генерации в системе и об осуществлении прав, относящихся к атрибутам генерации. Такие сертификаты учитываются аналогично сертификатам, выпущенным в национальной системе;
- Срок распоряжения атрибутами генерации (которые не были переданы по свободным двусторонним договорам) составляет 12 месяцев с момента производства электроэнергии в году Y (который отсчитывается с 1-го числа следующего месяца), но не позднее 31.03 года $Y+1$. Если не выполнено никаких действий по использованию атрибутов генерации за этот период, то владелец теряет право распорядиться ими, такие атрибуты генерации «возвращаются в общий котёл» и участвуют в расчёте несертифицированного остатка генерации;
- Сертификат может быть выпущен в период срока распоряжения атрибутами генерации. Срок действия сертификатов отсчитывается с 1-го числа месяца, следующего за месяцем, в котором состоялось производство электроэнергии, на объем которой выпущен сертификат;
- За жизненный цикл сертификат может переходить от одного владельца к другому и быть погашен – для целей расчета несертифицированного остатка генерации это не имеет значения. При расчете учитывается факт выпуска сертификата и завершения его жизненного цикла;
- Расчет и публикация коэффициента несертифицированного остатка генерации за год Y производится до 20 апреля года $Y+1$. Производители электроэнергии могут выпустить сертификаты на объем электроэнергии, который они произвели в году Y до этой даты. После нее выпуск сертификатов возможен только на электроэнергию, произведенную в году $Y+1$;

- При расчете коэффициента несертифицированного остатка генерации за год Y учитываются все сертификаты, выпущенные в году Y , и происходит корректировка объема на величину сертификатов, не погашенных за период 01.01-31.03 года $Y+1$;
- При обсуждении Концепции сформировались 2 варианта к определению срока действия сертификатов происхождения, после истечения которого их атрибуты генерации возвращаются в несертифицированный остаток генерации (в случае, если они не были использованы (погашены) потребителями электрической энергии для целей снижения своего углеродного следа):
 1. Срок действия сертификатов происхождения – 12 месяцев, которые отсчитываются с 1-го числа месяца, следующего за месяцем, в котором состоялось производство электроэнергии, на объем которой выпущен сертификат. При расчете коэффициента несертифицированного остатка генерации за год Y происходит корректировка объема на величину сертификатов с истекшим сроком действия за период 01.01-31.03 года $Y+1$. Учет остатка сертификатов, срок действия которых истек в период 01.04-31.12 года $Y+1$, производится путем его прогнозирования на базе ретроспективных значений сертификатов с истекшим сроком использования (формула 7.1);
 2. Срок действия сертификатов происхождения ограничивается датой – 31 марта года, следующего за отчетным, независимо от момента производства электроэнергии (формула 7.2). В данном подходе отсутствует «переходящий остаток» сертификатов с истекшим сроком действия в следующий расчетный период, но срок действия сертификатов изменяется в зависимости от даты производства электроэнергии.
- Схемы расчета несертифицированного остатка генерации с учетом различных вариантов определения срока действия сертификатов происхождения приведена в приложении 4

Расчет коэффициента несертифицированного остатка генерации выполняется по формулам 7.1 или 7.2, которые являются логическим развитием формулы (1) путем дополнительного учета выпущенных атрибутов и сертификатов происхождения генерации, кг $CO_2/MВт\cdotч$:

$$EF_{CO_2,z,y} = \frac{E_{gen,z,y} + E_{imp,z,y} - E_{exp,z,y} - E_{IA,z,y} + E'_{EA,y+1} + E''_{EA,y+1}}{EG_{net,z,y} + EL_{imp,z,y} - EL_{exp,z,y} - EL_{IA,z,y} + EL'_{EA,y+1} + EL''_{EA,y+1}}, \quad (7.1)$$

$$EF_{CO_2,z,y} = \frac{E_{gen,z,y} + E_{imp,z,y} - E_{exp,z,y} - E_{IA,z,y} + E'_{EA,y+1}}{EG_{net,z,y} + EL_{imp,z,y} - EL_{exp,z,y} - EL_{IA,z,y} + EL'_{EA,y+1}}, \quad (7.2)$$

где $E_{IA,z,y}$ – количество выбросов CO_2 , соответствующее объему реализованных прав по выпущенным атрибутам и выпущенным сертификатам происхождения генерации на территории z в период y , кг CO_2 ;

$E'_{EA,y+1}$ – количество выбросов CO_2 , соответствующее объему сертификатов с истекшим сроком действия на территории z в период с 01.01-31.03 года $y+1$, кг CO_2 ;

$E''_{EA,y+1}$ – количество выбросов CO_2 , соответствующее спрогнозированному объему сертификатов с истекшим сроком действия на территории z в период с 01.04-31.12 года $y+1$, кг CO_2 ;

$EL_{IA,z,y}$ – количество электроэнергии, соответствующее объему реализованных прав по выпущенным атрибутам и выпущенным сертификатам происхождения генерации на территории z в период y , МВт·ч;

$EL'_{EA,y+1}$ – количество электроэнергии, соответствующее объему сертификатов с истекшим сроком действия на территории z в период с 01.01-31.03 года $y+1$, МВт·ч.

$EL''_{EA,y+1}$ – количество электроэнергии, соответствующее спрогнозированному объему сертификатов с истекшим сроком действия на территории z в период с 01.04 по 31.12 года $y+1$, МВт·ч.

Формулы 7.1, 7.2 применимы как для случаев, когда атрибуты выпущены на электроэнергию, выработка которой сопровождалась выбросами парниковых газов, так и для случаев, когда атрибуты выпущены на «зеленую» электроэнергию (в этом случае выбросы $E_{IA,z,y}$, $E'_{EA,y+1}$, $E''_{EA,y+1}=0$).

Учет выбросов парниковых газов от выпущенных атрибутов при определении несертифицированного остатка генерации соответствует международной практике. В частности, данный методический подход используется в методике Ассоциации эмиссионных органов (AIB).

Следует также отметить, что расчет коэффициента несертифицированного остатка генерации следует выполнять после того, как в стране сформирована единая система координации использования «зеленых» договорных инструментов, которая позволяет достоверно подтвердить факт отсутствия двойного учета использования «зеленых» договорных инструментов. Согласно GHG Protocol, в отсутствие рассчитанного коэффициента несертифицированного остатка генерации, при определении

косвенных энергетических выбросов по рыночному методу организациям следует использовать коэффициент выбросов ПГ энергосистемы.

8.4. Определение объема выбросов диоксида углерода

Объем выбросов CO₂ определяется исходя из показателей отпуска электрической энергии генерирующими объектами и средними удельными расходами топлива на отпуск электроэнергии на различных типах электростанций, кг CO₂:

$$E_{CO_2,gen,z,y} = \sum_{i=1}^n (EG_{net,i,z,y} \times FC_{el,i,z,y} \times EF_{CO_2,i}), \quad (8)$$

где $EG_{net,i,z,y}$ – количество электроэнергии, отпускаемой в энергосеть с шин электростанций, сжигающих топливо вида i^{28} и находящихся на территории z , за период y ;

$FC_{el,i,z,y}$ – удельный расход условного топлива на отпуск с шин ТЭС электроэнергии при сжигании топлива вида i объектами, находящимися на территории z , за период y , т.у.т./МВт·ч;

$EF_{CO_2,i}$ – коэффициент выбросов CO₂ для топлива вида i , определяется в соответствии с Методическими указаниями Минприроды, кг CO₂/т.у.т

8.5. Учет других видов парниковых газов

Кроме определения выбросов CO₂ также определяются выбросы метана CH₄ и закиси азота N₂O. Учет выбросов всех трех видов парниковых газов при определении коэффициентов выбросов энергосистемы и несертифицированного остатка генерации считается наилучшей мировой практикой (в частности, расчет и публикацию национальных коэффициентов выбросов энергосистемы для всех трех видов парниковых газов ведет Департамент окружающей среды, продовольствия и сельского хозяйства Великобритании (DEFRA)²⁹).

Для расчета выбросов CH₄ и N₂O используются следующие формулы, кг CO₂-экв:

$$E_{CH_4,gen,i,z,y} = EG_{net,i,z,y} \times FC_{el,i,z,y} \times EF_{CH_4,i} \times GWP_{CH_4}, \quad (9)$$

$$E_{N_2O,gen,i,z,y} = EG_{net,i,z,y} \times FC_{el,i,z,y} \times EF_{N_2O,i} \times GWP_{N_2O}, \quad (10)$$

где $EF_{CH_4,i}$, $EF_{N_2O,i}$ – соответственно, коэффициенты выбросов CH₄ и N₂O от сжигания топлива вида i , кг/т у.т.;

²⁸ Для комбинированных типов электростанций при определении объема выбросов диоксида углерода принимается использование основного типа топлива для целей производства электрической энергии.

²⁹ https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1049346/2021-ghg-conversion-factors-methodology.pdf

GWP_{CH_4}, GWP_{N_2O} – соответственно, потенциалы глобального потепления для CH_4 и N_2O , кг CO_2 -экв./кг.

Таблица 1. Коэффициенты выбросов парниковых газов для различного топлива

Вид топлива	Коэффициент выбросов CO_2 , кг CO_2 / т.у.т.	Коэффициент выбросов CH_4 , кг CH_4 / т.у.т.	Коэффициент выбросов N_2O , кг N_2O /т.у.т.
Природный газ	1 590	0,029	0,003
Уголь	2 770	0,029	0,044
Нефтепродукты	2 270	0,088	0,018
Биомасса	N/A*	0,879	0,117

* N/A – неприменимо. Выбросы диоксида углерода CO_2 , образующиеся при сжигании биомассы, считаются климатически нейтральными и не учитываются при расчете коэффициента косвенных энергетических выбросов.

Таблица 2. Потенциалы глобального потепления, кг CO_2 -экв/кг

Вид парникового газа	4-й Оценочный доклад МГЭИК*
Диоксид углерода (CO_2)	1
Метан (CH_4)	25
Закись азота (N_2O)	298

* В настоящее время на национальном уровне для инвентаризации выбросов ПГ предписано использовать потенциалы глобального потепления из 4-го Оценочного доклада МГЭИК для горизонта 100 лет (Методические указания, утвержденные приказом Минприроды от 27.05.2022 №371).

При наличии сведений о выбросах метана и закиси азота от электростанций, отпускающих электроэнергию в сеть, появляется возможность определить коэффициенты выбросов энергосистемы для данных парниковых газов по формуле (1), а также интегральные коэффициенты, учитывающие выбросы всех трех газов.

Расчет интегрального коэффициента выбросов выполняется по формуле:

$$EF_{CO_2e,z,y} = EF_{CO_2,z,y} + EF_{CH_4,z,y} + EF_{N_2O,z,y}, \quad (11)$$

где $EF_{CO_2e,z,y}$ – интегральный коэффициент выбросов ПГ для территории z за период y , кг CO_2 -экв./МВт·ч;

$EF_{CO_2,z,y}$ – коэффициент выбросов CO_2 для территории z за период y , кг CO_2 -экв./МВт·ч;

$EF_{CH_4,z,y}$ – коэффициент выбросов CH_4 для территории z за период y , кг CO_2 -экв./МВт·ч;

$EF_{N_2O,z,y}$ – коэффициент выбросов N_2O для территории z за период y , кг CO_2 -экв./МВт·ч.

8.6. Оценка неопределенности коэффициентов выбросов

Неопределенность коэффициентов выбросов ПГ энергосистемы определяется на основе методических подходов *Руководящих принципов МГЭИК для национальных инвентаризаций парниковых газов, 2006 г.*³⁰, *Руководящих указаний МГЭИК по эффективной практике и учету факторов неопределенности в национальных кадастрах парниковых газов, 2000 г.*³¹, а также данных *Национального доклада о кадастре, 2022*³².

Методика оценки неопределенности интегрального коэффициента выбросов ПГ энергосистемы представлена в Приложении 5.

8.7. Обеспечение воспроизводимости коэффициентов выбросов

Воспроизводимость результатов расчета коэффициентов выбросов парниковых газов обеспечивается за счет использования единой согласованной и утвержденной методики расчета, использования исходных данных из достоверных и зафиксированных в Концепции источников.

Методика расчетов с указанием на используемые источники данных, необходимые для количественной оценки выбросов, доступна для пользователей (организаций) и других заинтересованных сторон.

8.8. Обеспечение согласованности коэффициентов выбросов

Согласованность результатов расчета коэффициентов выбросов парниковых газов для различных выделенных зон обеспечивается за счет использования единого временного периода, единой методики расчета, а также учета одинакового количества видов парниковых газов.

Дополнительным критерием проверки согласованности коэффициентов выбросов является сравнительный анализа структуры топливных балансов выделенных зон, объемов перетоков электроэнергии и других факторов, которые позволяют априори сделать вывод о том, что коэффициенты для различных зон должны отличаться. Так, например, коэффициент выбросов ПГ для зоны, в которой отсутствуют значимые источники электроэнергии на основе возобновляемой и атомной энергии и при этом перетоки из других зон

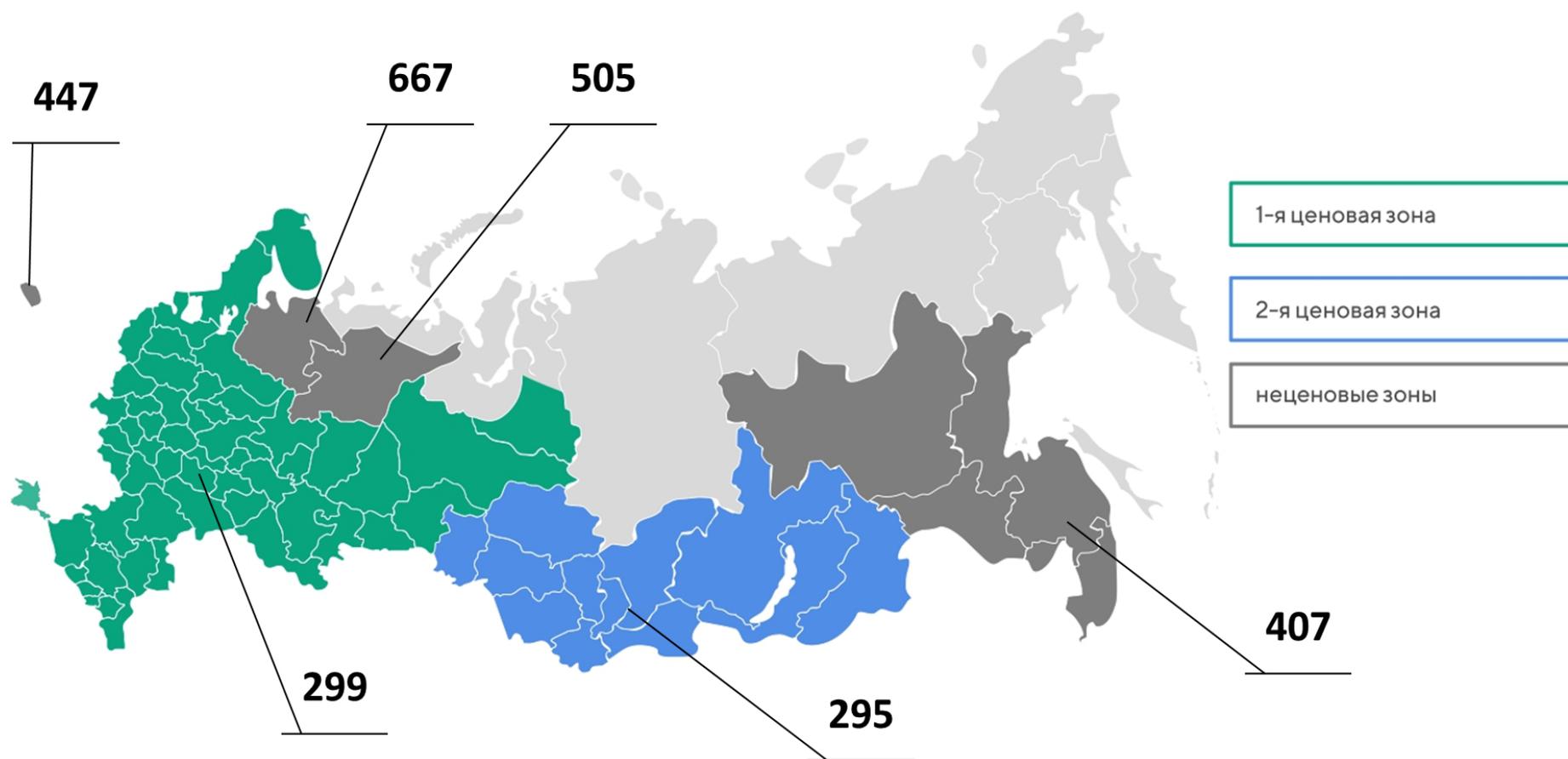
³⁰ https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/russian/pdf/1_Volume1/V1_3_Ch3_Uncertainties.pdf

³¹ https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/russian/6_Uncertainty_RU.pdf

³² <https://unfccc.int/documents/461970>

относительно малы, будет априори выше коэффициента выбросов для зоны, в которой такие источники имеются.

Приложение 1. Модельный расчет коэффициентов выбросов энергосистемы с использованием усредненных показателей функционирования генерирующего оборудования для отдельных технологий производства электроэнергии (в части удельных расходов топлива на выработку электрической энергии)



Приложение 2. Определение объема потребления топлива на электростанциях ЕЭС России с использованием усредненных значений для отдельных технологий производства электроэнергии

Объем произведенных косвенных энергетических выбросов парниковых газов при сжигании топлива типа f за Отчетный период (календарный год) определяется отдельно для каждого субъекта РФ на основании удельных объёмов выбросов при сжигании топлива, а также информации об объеме расхода топлива на ТЭС, т CO_2 :

$$C_f^{CO_2} = M_f^{CO_2} \cdot Q \cdot k_f, \text{ где}$$

$M_f^{CO_2}$ – удельный показатель выбросов при сжигании топлива типа f на ТЭС, т $\text{CO}_2/\text{т.у.т.}$ Определяется в зависимости от вида топлива, сжигаемого на ТЭС (определяются на основании [2]).

Q – суммарный объем сожженного топлива на всех типах ТЭС на производство электрической энергии, т у.т;

k_f – доля сожженного топлива типа f на ТЭС от суммарного объема сожженного топлива на всех типах ТЭС (Определяются на основании [1.2]);

f – вид топлива (природный газ, уголь, нефтепродукты).

Суммарный объем сожженного топлива на всех типах ТЭС на производство электрической энергии определяется на основании удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии и суммарного объема отпущенной электроэнергии с шин ТЭС:

$$Q = B^{\text{ээ}} \cdot V^{\text{ээ}}, \text{ где}$$

$B^{\text{ээ}}$ – удельный расход условного топлива на отпущенную с шин ТЭС электроэнергию, т у.т./ МВт·ч (на основании данных [1.3]);

$V^{\text{ээ}}$ – суммарный объем отпущенной электроэнергии с шин ТЭС, МВт·ч. (на основании данных [1.1])

Удельный расход условного топлива на отпуск с шин ТЭС электроэнергии при сжигании топлива вида f , т $\text{CO}_2/\text{МВт}\cdot\text{ч}$:

$$FC_{el,f} = \frac{C_f^{CO_2}}{V_f^{\text{ээ}}}$$

$V_f^{\text{ээ}}$ – суммарный объем отпущенной электроэнергии с шин ТЭС электроэнергии при сжигании топлива вида f , МВт·ч. (на основании данных [3])

Перечень используемых источников информации

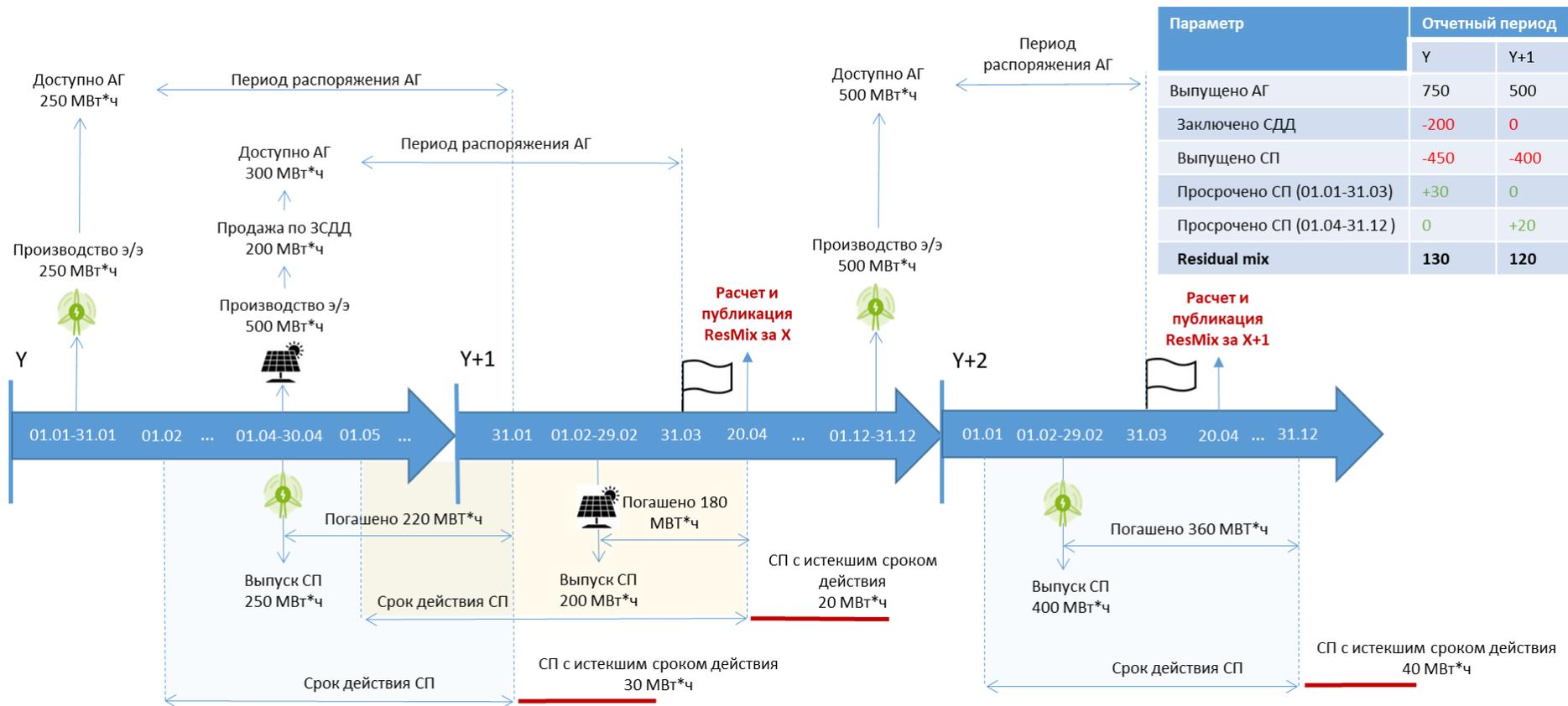
1. Единая межведомственная информационно-статистическая система (ЕМИСС), раздел 27.12. «Технико-экономические показатели работы электростанций», формы:
 - 1.1. Отпуск электрической энергии с шин электростанций, (МВт·ч);
 - 1.2. Расход условного топлива на электростанции и котельной, по видам топлива, (т у.т);
 - 1.3. Информация о фактических удельных расходах условного топлива, на отпуск электроэнергии, (т у.т/ МВт·ч).
2. Методические указания и руководство по количественному определению объема выбросов парниковых газов организациями, осуществляющими хозяйственную и иную деятельность в российской федерации, утвержденные Приказом Минприроды от 30.06.2015 №300;
3. Информация об объеме выработки электроэнергии на электростанциях ЕЭС России, источник: АО "АТС".

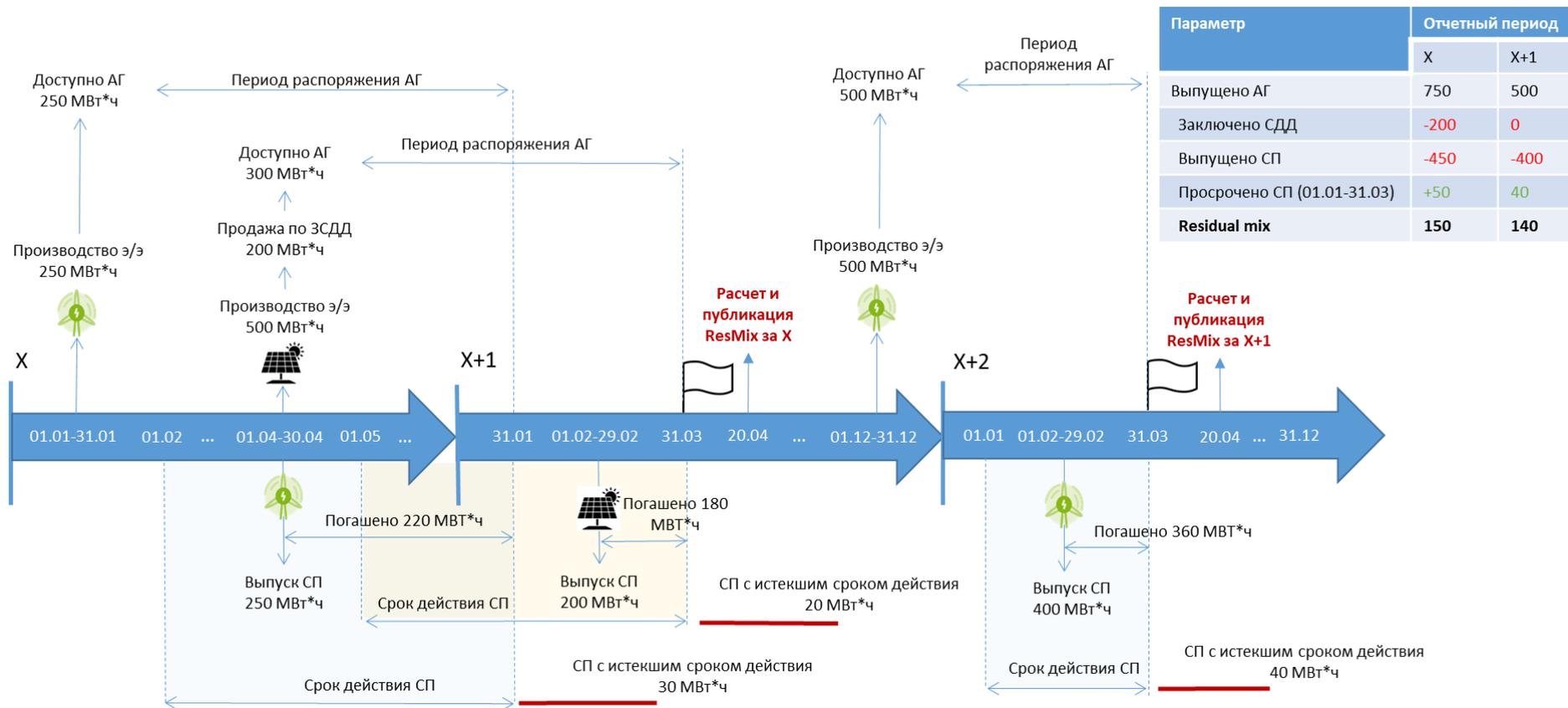
Приложение 3. Сравнение различий в алгоритмах расчета коэффициентов выбросов Методических указаний и Концепции

Показатель	Учет в Концепции (на основе изученной международной практики)	Учет в действующей Методике МПР № 330
Учет потребления электрической энергии на собственные производственные нужды электростанций.	Учитывается отпуск с шин электрической энергии электростанциями. Потребление электрической энергии на собственные нужды вычитается из валовой выработки электроэнергии	Учитывается выработка электрической энергии электростанциями
Учет выработки электрической энергии от электростанций, находящихся в собственности потребителей электрической энергии и работающих на покрытие нагрузки таких потребителей, без выдачи электрической энергии во внешнюю электрическую сеть	Учитываются случаи поставки в сеть электрической энергии. Блок-станции, работающие исключительно на потребителя и не выдающие электроэнергию в сеть, не учитываются	Учитывается выработка электрической энергии от всех генерирующих объектов, расположенных в пределах энергосистемы субъектов РФ
Учет парниковых газов, помимо двуоксида углерода (CO_2), образующихся при сжигании топлива – метана (CH_4) и закиси азота (N_2O), других видов парниковых газов	Учитывается как диоксид углерода (CO_2), так и другие парниковые газы – метан (CH_4) и закись азота (N_2O), а также эквивалентное значение всех трех основных ПГ – CO_{2e}	Учитывается только диоксид углерода (CO_2)
Учет потерь электрической энергии в электрических сетях	Потери электрической энергии в электрических сетях не вычитаются из объема отпуска с шин электростанций	Потери электрической энергии в электрических сетях не вычитаются из валовой выработки электрической энергии

Показатель	Учет в Концепции (на основе изученной международной практики)	Учет в действующей Методике МПР № 330
Учет экспорта / импорта электрической энергии в сопредельные государства	Учитывается экспорт и импорт электрической энергии между сопредельными территориями/государствами	Учитывается только импорт электрической энергии из сопредельных энергосистем
Учет выбросов парниковых газов от низкоуглеродных источников генерации – атомных- и гидроэлектростанций	Выбросы от атомных электростанций и гидроэлектростанций, ВИЭ принимаются равными нулю	Выбросы от атомных электростанций и гидроэлектростанций, ВИЭ принимаются равными нулю
Учет электроэнергии, поставляемой от сетевых накопителей электрической энергии, а также гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС)	Учитывается выработка ГАЭС в случае положительного сальдо производства-потребления электрической энергии	Учитывается выработка электрической энергии от всех генерирующих объектов без исключения
Определение подходов при территориальном разделении национальной энергосистемы на группы (макрорегионы, регионы, субрегионы и т. п.) в рамках применения регионального метода	КЭВ ПГ России рассчитывается на уровне ЦЗ/НЦЗ ОРЭМ ЕЭС России	КЭВ ПГ рассчитывается на уровне энергосистемы субъектов РФ
Учет «зеленых» договорных инструментов при расчете несертифицированного остатка генерации	Учитывается по объему электроэнергии (выбросов ПГ) выпущенных и просроченных производителями атрибутов генерации и сертификатов происхождения	Учитывается по объему электроэнергии (выбросов ПГ) от полученных организациями сертификатов или по двусторонним договорам

Приложение 4. Учет сертификатов происхождения при определении несертифицированного остатка генерации (В-1;2)





Приложение 5. Методика оценки неопределенности интегрального коэффициента выбросов ПГ энергосистемы

Методика оценки неопределенности коэффициента выбросов парниковых газов разработана на основе методических подходов *Руководящих принципов МГЭИК для национальных инвентаризаций парниковых газов, 2006 г.*, *Руководящих указаний МГЭИК по эффективной практике и учету факторов неопределенности в национальных кадастрах парниковых газов, 2000 г.*, а также данных *Национального доклада о кадастре, 2022*.

Оценка неопределенности интегрального³³ коэффициента выбросов парниковых газов выполняется по формуле:

$$U_{EF,CO2e} = \frac{\sqrt{\sum_i (EF_i \times U_{EF,i})^2}}{\sum_i EF_i}, \quad (П1)$$

где $U_{EF,CO2e}$ – неопределенность интегрального коэффициента выбросов парниковых газов, %;

EF_i – коэффициент выбросов i -го парникового газа (CO₂, CH₄, N₂O), кг CO₂-экв./МВт·ч;

$U_{EF,i}$ – неопределенность коэффициента выбросов i -го парникового газа, %;

$$U_{EF,i} = \sqrt{U_{El}^2 + U_{E,i}^2}, \quad (П2)$$

где U_{El} – неопределенность данных о количестве электроэнергии, отпущенной в сеть, %;

$U_{E,i}$ – неопределенность результата расчета выбросов i -го парникового газа, %.

$$U_{E,i} = \frac{\sqrt{\sum_j (E_{i,j} \times U_{E,i,j})^2}}{\sum_j E_{i,j}}, \quad (П3)$$

где $E_{i,j}$ – выбросы i -го парникового газа от сжигания топлива вида j , т CO₂-экв.;

$U_{E,i,j}$ – неопределенность результата расчета выбросов i -го парникового газа от сжигания топлива вида j для выработки электроэнергии, %;

$$U_{E,i,j} = \sqrt{U_{FC,j}^2 + U_{EF,i,j}^2}, \quad (П4)$$

где $U_{FC,j}$ – неопределенность данных о потреблении топлива вида j , %. См. Табл. П1;

$U_{EF,i,j}$ – неопределенность коэффициента выбросов i -го парникового газа от сжигания топлива вида j , %. См. Табл. П1.

³³ Под интегральным коэффициентом выбросов парниковых газов понимается коэффициент, учитывающий сумму выбросов трех газов (CO₂, CH₄ и N₂O) и выраженный в кг CO₂-экв./МВт·ч.

Таблица П1. Неопределенность данных о потреблении топлива и коэффициентов выбросов

(Источник: Национальный доклад о кадастре, 2022, Табл. П.2.1)

Вид топлива (j)	Газ (i)	Неопределенность данных о потреблении топлива U_{FC} , %	Неопределенность коэффициентов выбросов, U_{EF} , %
Жидкое топливо	CO ₂	5	7
	CH ₄	5	50
	N ₂ O	5	50
Твердое топливо	CO ₂	5	7
	CH ₄	5	50
	N ₂ O	5	50
Газообразное топливо	CO ₂	5	7
	CH ₄	5	50
	N ₂ O	5	50
Биомасса	CO ₂	N/A*	N/A
	CH ₄	20	50
	N ₂ O	20	50

* N/A – неприменимо. Выбросы CO₂ от сжигания биомассы считаются климатически нейтральными и не учитываются в общем объеме выбросов парниковых газов.

Приложение 6. Заключение о валидации Концепции расчета и публикации коэффициентов выбросов парниковых газов энергосистемы Российской Федерации

VALIDIERUNG | VALIDATION | VALIDACIÓN | VALIDATION | ВАЛИДАЦИЯ

ЗАКЛЮЧЕНИЕ О ВАЛИДАЦИИ



в соответствии с процедурами TÜV AUSTRIA Standards & Compliance настоящим подтверждается, что:

Концепция расчета и публикации коэффициентов выбросов парниковых газов энергосистемы Российской Федерации от 13.12.2022

разработанная

**Ассоциацией «НП Совет рынка»,
при участии независимых консультантов ООО «КарбонЛаб»**

соответствует требованиям:

- Протокол по парниковым газам: Руководство по учету энергетических косвенных выбросов ПГ (2015)/The Greenhouse Gas Protocol: GHG Protocol Scope 2 Guidance
- ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021 Газы парниковые. Часть 1. Требования и руководство по количественному определению и отчетности о выбросах и удалении парниковых газов на уровне организации / ISO 14064-1:2018 Greenhouse gases – part 1: Specification with guidance at the organization level for quantification and reporting of greenhouse gas emissions and removals
- Техническое примечание CDP: Учет выбросов ПГ Охвата 2 (2022)/CDP Technical Note: Accounting of Scope 2 emissions

и разработана с учетом:

- результатов анализа существующих методик и практик расчета коэффициентов выбросов в группе референтных стран, представленных в аналитическом отчете «Анализ требований международных норм, стандартов, нормативных правовых актов и лучших практик расчета сетевых коэффициентов выбросов парниковых газов», ООО «КарбонЛаб», 2022г.

Примечание: Настоящее заключение содержит дополнительные сведения в Приложении №1 - Отдельные характеристики «Концепции расчета и публикации коэффициентов выбросов парниковых газов энергосистемы Российской Федерации», которые в том числе были рассмотрены в рамках валидации, и по которым даны дополнительные пояснения для обеспечения прозрачности её положений - на 5 листах и Приложении №2 - Основные процедуры выполненные в ходе валидации - на 1 листе.

Заключение № TASC-V-20221215001

Дата выпуска: 2022-12-15

Подразделение, выполнившее валидацию

TÜV AUSTRIA Standards & Compliance

Валидация выполнена согласно процедурам TÜV AUSTRIA Standards & Compliance и заверяет Концепцию расчета и публикации коэффициентов выбросов парниковых газов энергосистемы Российской Федерации (далее – Концепции) от 13.12.2022г., все последующие версии Концепции подлежат дополнительной независимой валидации.



Validity of the statement can be proven by the QR-code or direct request to general@tuv-verified.com

3. Расчет организациями косвенных энергетических выбросов по региональному и рыночному методу

Положение «Концепции»	Соответствие критериям валидации	Информация об известном зарубежном опыте
<p>В Концепции предложен следующий подход при расчете косвенных энергетических выбросов:</p> <ul style="list-style-type: none"> • по региональному методу организации должны использовать коэффициенты выбросов энергосистемы; • по рыночному методу используются индивидуальные коэффициенты выбросов того поставщика, у которого производится покупка электроэнергии, однако, если при этом часть электроэнергии закупается из общей сети, то выбросы от данной части электроэнергии рассчитываются с использованием коэффициентов несертифицированного остатка генерации (если в стране реализуется оборот «зеленых» договорных инструментов). 	<p>Согласно требованиям п.7.1 Руководства по расчету выбросов Scope 2 Протокола по парниковым газам, организации обязаны выполнять расчеты косвенных выбросов парниковых газов по двум методам – региональному и рыночному если в регионе, где находится потребитель электроэнергии, существует возможность использовать договорные инструменты по обороту атрибутов генерации, в то время как стандарт ISO 14064-1:2018 в п.6.3 и Приложении E в обязательном порядке предписывает выполнять расчет по региональному методу, а дополнительный расчет по рыночному методу оставляет на усмотрение отчитывающейся организации (п.9.3 ISO 14064-1:2018). Документ CDP Technical Note - Accounting of Scope 2 emissions указывает на необходимость следовать требованиям Руководства по расчету выбросов Scope 2 Протокола по парниковым газам.</p> <p>Предложенный в Концепции подход отвечает требованиям нормативных и руководящих документов, являющихся критериями валидации.</p>	<p>В большинстве стран, имеющих оборот «зеленых» договорных инструментов, расчет косвенных энергетических выбросов осуществляется: по региональному методу (с использованием коэффициента выбросов энергосистемы) и рыночному (с использованием коэффициента несертифицированного остатка генерации) (напр. Страны, входящие в AIB), однако в некоторых странах (напр. США) при расчете по рыночному методу также применяются коэффициенты выбросов энергосистемы (централизованный расчет коэффициента несертифицированного остатка генерации не производится).</p>



Validity of the statement can be proven by the QR-code or direct request to general@tuv-verified.com

5. Использование удельных значений потребления топлива для отдельных технологий производства электроэнергии

Положение «Концепции»	Соответствие критериям валидации	Информация об известном зарубежном опыте
<p>При отсутствии доступа к данным по расходу различных видов топлива с требуемой детализацией по отдельным электростанциям, в Концепции рассматривается возможность использовать агрегированные по отдельным видам топлива значения удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии с шин электростанций. Умножение удельного расхода <i>i</i>-го вида топлива (выраженного в т.у.т/МВт*ч) на коэффициент данного вида топлива (выраженного в т CO₂/т.у.т.) позволяет получить удельный показатель, характеризующий выбросы, приходящиеся на МВт*ч отпущенной в энергосистему электроэнергии при сжигании <i>i</i>-го вида топлива (т CO₂/ МВт*ч), и использовать его для расчета коэффициентов выбросов энергосистемы.</p>	<p>Подход не противоречит требованиям и рекомендациям соответствующих нормативных и руководящих документов, являющихся критериями валидации.</p>	<p>Методика расчета среднего коэффициента выбросов, используемая Clean Development Mechanism ((CDM) - Механизм чистого развития (МЧР), определенный в Киотском протоколе) предполагает аналогичный метод с использованием удельных показателей для отдельных технологий производства электроэнергии (см. CDM, Tool to Calculate the Emission Factor for an Electricity System/МЧР: Инструментарий расчёта коэффициента выбросов для системы электроснабжения, Версия 07.0, от 31/08/2018, пункты 6.4.4 и 6.4.1.2).</p>



Приложение 2 к Заключениею № TASC-V-20221215001

**Процедура валидации:**

Процедуры валидации, разработанные в результате проведения стратегического анализа и оценки рисков включали, но не ограничивались, следующим:

- Оценка соответствия Концепции принципам и требованиям регулирующих документов, являющихся критериями валидации, посредством изучения положений Концепции, проведения опроса сотрудников, ответственных за ее разработку, и запроса дополнительной информации;
- Оценка обоснованности и уместности допущений, принятых в Концепции;
- Проверка методики и порядка расчета коэффициентов выбросов ПГ энергосистемы РФ, а также адекватности используемых источников информации посредством сверки с другими доступными ресурсами, для обеспечения полноты, точности и согласованности данных;
- Пересчёт количественных данных и проверка подтверждающей документации.

Валидация проводилась в соответствии с ISO 14064-3:2019 и принципами ISO 14065:2020 и ISO/IEC 17029:2019.



Validity of the statement can be proven by the QR-code or direct request to general@tuv-verified.com