

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ.

Методология климатического проекта № 0007

Производство подключенной к энергосети электроэнергии из возобновляемых источников (крупномасштабные проекты)

Разработчик: Институт глобального климата и экологии имени академика Ю. А. Израэля

Версия 1

5 Мая 2023

СОДЕРЖАНИЕ	СТРАНИЦА
1. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	4
2. ПРИМЕНИМОСТЬ МЕТОДОЛОГИИ, ГРАНИЦЫ ПРОЕКТА	8
2.1. Область применения	8
2.2. Применимость методологии	9
2.3. Границы проекта	11
ОПРЕДЕЛЕНИЕ БАЗОВОЙ ЛИНИИ.....	13
3.	ОШИБКА! ЗАКЛАДКА ИЛИ ССЫЛКА НЕ РАБОТАЮТ.
3.1. Определение сценариев базовой линии	13
3.1.1. Сценарий базовой линии для новых электростанций.....	13
3.1.2. Сценарий базовой линии в случае увеличения электрической мощности существующей электростанции на возобновляемых источниках энергии или внедрение СНЭБ в существующую солнечную или ветряную электростанцию.....	13
3.1.3. Сценарий базовой линии в случае капитального ремонта или реконструкции или модернизации существующей электростанции.....	13
3.1.4. Сценарий базовой линии в случае капитального ремонта существующей солнечной или ветряной электростанции	14
3.2. Выбросы в случае реализации базовой линии	14
3.2.1. Расчет количества чистой выработки электроэнергии	14
3.2.2. Расчет <i>DATE_{BaselineOverhaul}</i>	17
4. СРОКИ ПРОЕКТА	17
5. ДОПОЛНИТЕЛЬНОСТЬ.....	17
5.1.1. Упрощенная процедура демонстрации дополнительности	18
5.1.2. Технологии возобновляемых источников энергии для крупномасштабного производства электроэнергии с подключением к сети	18
5.1.3. Процедура демонстрации дополнительности на основе TOOL №1	18
6. ТРЕБОВАНИЯ К ПЛАНУ МОНИТОРИНГА	18
7. ПРОЕКТНЫЙ СЦЕНАРИЙ.....	19
7.1. Выбросы при реализации проектной деятельности.....	19

7.1.1.	Выбросы от сжигания ископаемого топлива ($PE_{FF,y}$)	20
7.1.2.	Выбросы от геотермальных электростанций на парогидротермах, с сухим паром и геотермальных электростанций бинарного цикла из-за неконденсируемых газов и/или рабочей жидкости ($PE_{GP,y}$)	20
7.1.3.	Выбросы из водохранилищ гидроэлектростанций ($PE_{HP,y}$).....	22
7.1.4.	Выбросы от зарядки СНЭБ с использованием энергии от сети или от электрогенераторов на ископаемом топливе ($PE_{BESS,y}$).....	23
7.2.	Сокращение выбросов	23
7.2.1.	Оценка сокращения выбросов до осуществления валидации.....	24
8.	ОЦЕНКА ВЫБРОСОВ ОТ УТЕЧЕК ПРОЕКТНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ВКЛЮЧАЯ УТЕЧКИ РЫНКА, СМЕНЫ ВИДОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ УТЕЧКИ. МЕТОДЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ УТЕЧЕК	24
9.	МИНИМИЗАЦИЯ РИСКА НЕПОСТОЯНСТВА (ЕСЛИ ПРИМЕНИМО).....	24
10.	МЕТОДЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ДВОЙНОГО УЧЕТА, НЕГАТИВНЫХ ЭФФЕКТОВ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ОБЩЕСТВО	24
11.	РЕКОМЕНДАЦИИ В ОТНОШЕНИИ ИЗМЕНЕНИЯ И/ИЛИ СОХРАНЕНИЯ БАЗОВОЙ ЛИНИИ В СЛУЧАЕ ПРОДЛЕНИЯ ПЕРИОДА КРЕДИТОВАНИЯ И ПРОЕКТНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	24
12.	НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ	25
	ПРИЛОЖЕНИЕ 1. РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ CO₂ ПО ПРОЕКТАМ И/ИЛИ УТЕЧЕК В РЕЗУЛЬТАТЕ СЖИГАНИЯ ИСКОПАЕМОГО ТОПЛИВА	27
	ПРИЛОЖЕНИЕ 2. ПОСТОЯННЫЕ ДАННЫЕ И ПАРАМЕТРЫ МОНИТОРИНГА	29
	ПРИЛОЖЕНИЕ 3. ДАННЫЕ И ПАРАМЕТРЫ МОНИТОРИНГА.....	32
	ПРИЛОЖЕНИЕ 4. ОЦЕНКА ДОСТОВЕРНОСТИ ИСХОДНОЙ/ТЕКУЩЕЙ БАЗОВОЙ ЛИНИИ ПРИ ПРОДЛЕНИИ ПЕРИОДА КРЕДИТОВАНИЯ.....	35
	ПРИЛОЖЕНИЕ 5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСТАТОЧНОГО СРОКА СЛУЖБЫ ОБОРУДОВАНИЯ	37
	ПРИЛОЖЕНИЕ 6. РЕКОМЕНДУЕМЫЙ ПОДХОД ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СЕТЕВОГО КОЭФФИЦИЕНТА ВЫБРОСОВ (КОЭФФИЦИЕНТ ВЫБРОСОВ ОТ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ)	40

1. Термины и определения

1. В данной методологии применяются следующие термины и определения¹:
- (a) **Резервное электроснабжение** - обеспечение питанием нагрузок электрической сети в течение установленной продолжительности времени после ее отключения от энергосистемы/электрической сети^{2 3};
 - (b) **Батарейная система накопления энергии (СНЭБ, от англ. battery energy storage system - BESS)** - стационарная система для накопления и обратного преобразования электроэнергии, которая содержит компоненты, необходимые для этой функции, в частности батарею, систему преобразования энергии и систему управления энергией^{4 5};
 - (c) **Геотермальная электростанция бинарного цикла** – электростанция, в которой для получения электроэнергии используются два контура: по первому контуру движется теплоноситель из источника, нагревающий второй контур, по которому второй теплоноситель, имеющий более низкую температуру кипения, подается в турбину^{6 7};
 - (d) **Увеличение электрической мощности** - добавление мощности представляет собой вложение дополнительных инвестиций для увеличения установленной мощности существующих электростанций путем: 1. строительства новых электростанций вместо существующих электростанций; или 2. установки новых электростанций в дополнение к существующим электростанциям; или 3. строительство нового водохранилища совместно с добавлением новых электростанций в случае интегрированных гидроэнергетических проектов. Существующие электростанции в случае увеличения мощности продолжают работать после реализации проектной деятельности;

¹ При пользовании нормативных актов и сводов правил, цитируемых в настоящей методологии целесообразно проверить действие ссылочных документов в информационной системе общего пользования – на официальном сайте федерального органа исполнительной власти в сфере стандартизации в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты»

² ГОСТ Р 58092.3.3- 2023 Системы накопления электрической энергии. Проектирование и оценка рабочих параметров

³ Методологии-референс, разработанные в рамках Механизма чистого развития (АСМ0002) используют для данного термина следующую трактовку: **Резервный генератор** - генератор, который используется в случае аварийной ситуации, например, при прекращении подачи электроэнергии из-за отказа основного генератора, либо капитального отказа или отключения генераторных агрегатов, для удовлетворения потребности в электроэнергии оборудования на площадке электростанции во время аварии.

⁴ ГОСТ Р МЭК 62485-5-2021 Батареи аккумуляторные и батарейные установки. Требования безопасности. Часть 5. Безопасность стационарных литий-ионных батарей

⁵ Методологии-референс, разработанные в рамках Механизма чистого развития (АСМ0002) используют для данного термина следующую трактовку: **Батарейная система накопления энергии (СНЭБ, от англ. battery energy storage system - BESS)** - перезаряжаемая система хранения энергии, состоящая из аккумуляторов, зарядных устройств, систем управления, систем кондиционирования энергии и сопутствующего электрооборудования, предназначенная для хранения электроэнергии, вырабатываемой установкой(ами) на основе возобновляемых источников энергии.

⁶ ГОСТ Р 54531—2011 Нетрадиционные технологии. Возобновляемые и альтернативные источники энергии. Термины и определения

⁷ Методологии-референс, разработанные в рамках Механизма чистого развития (АСМ0002) используют для данного термина следующую трактовку: **Геотермальная электростанция бинарного цикла** - геотермальная технология, использующая органический цикл Ренкина (ORC) или цикл Калины и обычно работающая при температурах от 73°С до 180°С. В этих установках тепло извлекается из геотермальной жидкости с помощью теплообменников для испарения органической жидкости с низкой температурой кипения и приведения в движение турбины. Бинарные геотермальные установки относятся к категории технологий замкнутого цикла.

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ.

- (e) **Геотермальная электростанция с сухим паром** - геотермальная технология, которая напрямую использует сухой пар, подаваемый по трубопроводу из добывающих скважин на станцию, а затем на турбину. Геотермальные станции с сухим паром относятся к категории технологий открытого цикла;
- (f) **Действующее водохранилище** – водохранилище считается «действующим водохранилищем», если оно находилось в эксплуатации не менее трех лет до осуществления проектной деятельности;
- (g) **Геотермальная электростанция на парогидротермах** - геотермальная технология, которая используется там, где водохранилища с преобладанием воды имеют температуру выше 180°C. В этих высокотемпературных резервуарах жидкий компонент воды закипает. Отделенный пар подается в турбину для выработки электроэнергии, а оставшаяся горячая вода может быть повторно вскипячена дважды или трижды при все более низких давлениях и температурах для получения большего количества пара. Геотермальные установки на парогидротермах относятся к категории технологий открытого цикла;
- (h) **Новая электростанция («Электростанция с нуля», англ. Greenfield power plant)** – новая электростанция на возобновляемых источниках энергии, которая строится и эксплуатируется на месте, где до осуществления проектной деятельности не эксплуатировалась ни одна электростанция на возобновляемых источниках энергии;
- (i) **Установленная мощность, номинальная мощность** - мощность, с которой электроустановка, оборудование может работать длительное время при номинальных параметрах и/или нормальных условиях⁸. Выражается в ваттах или одном из ее кратных значений, на которую энергоблок рассчитан для работы при номинальных условиях. Структура установленной мощности электростанций представляет собой долевое распределение суммарной установленной мощности электростанций по их типам или по типам агрегатов^{9 10};
- (j) **Интегрированный гидроэнергетический проект** - объединение нескольких гидроэлектростанций с одним или несколькими водохранилищами, предназначенными для совместной работы;
- (k) **Электростанция, ЭС** - энергоустановка, предназначенная для производства электрической энергии, содержащая строительную часть, оборудование для преобразования энергии и необходимое вспомогательное оборудование по ГОСТ 19431-84^{11 12};

⁸ ГОСТ Р 57114-2016. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения.

⁹ ГОСТ 19431-84. Энергетика и электрификация. Термины и определения.

¹⁰ Методологии-референс, разработанные в рамках Механизма чистого развития (АСМ0002) используют для данного термина следующую трактовку: **Установленная генерирующая мощность (или установленная мощность)** - это мощность, выраженная в Ваттах или одном из кратных значений, на которую рассчитан энергоблок для работы в номинальных условиях. Установленная генерирующая мощность электростанции - это сумма установленных генерирующих мощностей ее энергоблоков.

¹¹ ГОСТ 24291-90 Межгосударственный стандарт. Электрическая часть электростанции и электрической сети. Термины и определения.

¹² Методологии-референс, разработанные в рамках Механизма чистого развития (АСМ0002) используют для данного термина следующую трактовку: **Электростанция/энергоблок** (англ. Power plant/unit) - это объект, вырабатывающий электроэнергию. Несколько энергоблоков на одной площадке составляют одну электростанцию, в то время как энергоблок характеризуется тем, что он может работать независимо от других энергоблоков на той же площадке. Если на одной площадке установлено несколько одинаковых энергоблоков (т.е. с одинаковой мощностью, возрастом и эффективностью), они могут рассматриваться как один единый энергоблок.

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ.

- (l) **Реконструкция (англ. Reconstruction)** - это переустройство существующих объектов основных средств, связанное с совершенствованием производства и повышением его технико-экономических показателей и осуществляемое по проекту реконструкции основных средств в целях увеличения производственных мощностей, улучшения качества и изменения номенклатуры продукции¹³. К реконструкции действующих энергетических предприятий относят переустройство существующих цехов и объектов основного, подсобного и обслуживающего назначения электростанций, тепловых и электрических сетей, связанное с совершенствованием производства, повышением технико-экономического уровня, изменением основных технико-экономических показателей. Реконструкции подлежат объекты электрических сетей, как правило, имеющие неудовлетворительное состояние строительных конструкций и сооружений вследствие выработки нормативного срока службы, в силу различных стихийных природных явлений¹⁴, не соответствующие требованиям санитарных норм и экологии.
- (m) **Модернизация (достройка, дооборудование, замена¹⁵, англ. Modernization)** - работы, вызванные изменением технологического или служебного назначения оборудования, здания, сооружения или иного объекта амортизируемых основных средств, повышенными нагрузками и (или) другими новыми качествами¹⁶, т.е. это замена устаревшего оборудования на новое в связи с функциональным износом. Модернизация электроэнергетики включает не только вывод из эксплуатации старого, физически и морально устаревшего оборудования, реконструкцию низкоэффективного оборудования и замену технологий на современные, но и создание принципиально нового оборудования и энерготехнологий.
- (n) **Водоохранилище** - искусственный водоем, образованный водоподпорным сооружением, заполнением водой впадины или обвалованной территории с целью хранения воды и/или регулирования стока специальными сооружениями, создания подпора^{17 18}.

¹³ Для терминов «Техническое перевооружение», «Модернизация», «Реконструкция» и «Капитальный ремонт» определение единой терминологии в нормативных документах РФ не установлено и могут присутствовать разночтения в зависимости от объектов, подлежащих данным видам работ. Терминология в методологиях-референс также не совпадает в полном объеме (указано для каждого конкретного термина). Термин «Техническое перевооружение» по смыслу употребления в методологии близок к термину «Модернизация». Однако российское правовое поле разделяет эти понятия.

¹⁴ Методологии-референс, разработанные в рамках Механизма чистого развития (АСМ0002) используют для данного термина следующую трактовку: **Восстановление** (или ремонт, англ. Rehabilitation or refurbishment) - работы связанные с инвестициями в восстановление существующих электростанций/агрегатов, которые были серьезно повреждены или разрушены из-за обрушения фундамента, чрезмерного просачивания, землетрясения, разжижения или наводнения. Основная цель восстановления или ремонта состоит в том, чтобы восстановить рабочие характеристики объектов. Ремонт также может привести к повышению эффективности, производительности или мощности электростанций/агрегатов с добавлением или без добавления новых электростанций/агрегатов

¹⁵ Методологии-референс, разработанные в рамках Механизма чистого развития (АСМ0002) используют для данного термина следующую трактовку: **Замена** (англ. Replacement) – работы связанные с инвестициями в новые электростанции/агрегаты, которые заменяют один или несколько существующих агрегатов на существующей электростанции. Новые электростанции/агрегаты имеют такую же или более высокую генерирующую мощность, чем станции/агрегаты, которые были заменены.

¹⁶ Для терминов «Техническое перевооружение», «Модернизация», «Реконструкция» и «Капитальный ремонт» определение единой терминологии в нормативных документах РФ не установлено и могут присутствовать разночтения в зависимости от объектов, подлежащих данным видам работ. Терминология в методологиях-референс также не совпадает в полном объеме (указано для каждого конкретного термина). Термин «Техническое перевооружение» по смыслу употребления в методологии близок к термину «Модернизация». Однако российское правовое поле разделяет эти понятия.

¹⁷ ГОСТ Р 70214-2022. Гидротехника. Основные понятия. Термины и определения.

¹⁸ Методологии-референс, разработанные в рамках Механизма чистого развития (АСМ0002) используют для данного термина следующую трактовку: **Водоохранилище** (англ. Reservoir) - водоем, созданный для хранения воды, как правило, путем строительства плотины.

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ.

- (o) **Капитальный ремонт (англ. Overhaul)**¹⁹ - ремонт с целью восстановления исправности (работоспособности) конструкций и оборудования, а также поддержания эксплуатационных показателей. При капитальном ремонте оборудования, который выполняется для восстановления исправности и полного или близкого к полному ресурса объекта с заменой или восстановлением любых его частей, может производиться полная разборка агрегата, ремонт базовых и корпусных деталей и узлов, замена или восстановление всех изношенных деталей и узлов на новые и более современные, сборка, регулирование и испытание агрегата. При проведении капитального ремонта оборудования не должно изменяться его функциональное назначение. Целью капитального ремонта оборудования является восстановление его технико-экономических характеристик до значений, близких к проектным²⁰.
- (p) **Период кредитования** – это период, в течение которого верифицированные и сертифицированные сокращения выбросов ПГ или увеличение чистой антропогенной абсорбции ПГ поглотителями, связанные с деятельностью по климатическому проекту, в зависимости от ситуации, могут привести к выпуску углеродных единиц. Временной период, который применяется к периоду кредитования деятельности по климатическому проекту, и то, является ли период кредитования возобновляемым или фиксированным, определяется в соответствии с разделом 4. Период кредитования проекта настоящей методологии.
- (q) **Техническое перевооружение**²¹ - комплекс мероприятий по повышению технико-экономических показателей основных средств или их отдельных частей на основе внедрения передовой техники и технологии, механизации и автоматизации производства, модернизации и замены морально устаревшего и физически изношенного оборудования новым, более производительным²².
- (r) **Сетевая электростанция** - электростанция, поставляющая электроэнергию в электрическую сеть и, если применимо, конкретным потребителям. Это означает, что электростанции, поставляющие электроэнергию в сеть и конкретным внутренним потребителям проекта, рассматриваются как электростанции сети, в то время как электростанции, обслуживающие только внутренних потребителей и не поставляющие электроэнергию в сеть, не рассматриваются как электростанции сети;
- (s) **Чистая выработка электроэнергии** - разница между общим количеством электроэнергии, выработанной электростанцией, и вспомогательным потреблением электроэнергии электростанции;

¹⁹ Методологии-референс, разработанные в рамках Механизма чистого развития (АСМ0002) используют для данного термина следующую трактовку: **Переоборудование/модернизация** (англ. Retrofit) - работы связанные с инвестициями в ремонт или модификацию существующих действующих электростанций/агрегатов с целью повышения эффективности, производительности или генерирующей мощности электростанций/агрегатов без добавления новых электростанций/агрегатов. Модернизация восстанавливает установленную мощность производства электроэнергии до исходного уровня или выше. Модернизация должна включать только меры, которые предполагают капитальные вложения, а не меры по регулярному техническому обслуживанию или уборке.

²⁰ Приказ Министерства энергетики РФ от 25 октября 2017 г. № 1013 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики» (с изменениями и дополнениями)

²¹ Для терминов «Техническое перевооружение», «Модернизация», «Реконструкция» и «Капитальный ремонт» определение единой терминологии в нормативных документах РФ не установлено и могут присутствовать разночтения в зависимости от объектов, подлежащих данным видам работ. Терминология в методологиях-референс также не совпадает в полном объеме (указано для каждого конкретного термина). Термин «Техническое перевооружение» по смыслу употребления в методологии близок к термину «Модернизация». Однако российское правовое поле разделяет эти понятия.

²² Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 05.08.2000 № 117-ФЗ (ред. от 18.03.2023) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.04.2023 г.)

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ.

- (t) **Проектная электроэнергетическая система** - определяется пространственной протяженностью электростанций, которые физически подключены через линии передачи и распределения к проектной деятельности (например, к месту расположения возобновляемой электростанции или к потребителям) и которые охватываются либо одноуровневой, либо многоуровневой диспетчерской зоной;
- (u) **Изолированная энергосистема** - это энергосистема, поставляющая электроэнергию бытовым потребителям и, если применимо, промышленным и коммерческим районам, которая не подключена к какой-либо другой электрической сети (например, национальной/региональной или объединенной энергосистеме) и отвечает одному из следующих условий:
 - (i) Любая сеть, в которой 65% установленной мощности электроэнергии основано на источниках жидкого ископаемого топлива;
 - (ii) Любая сеть с максимальной установленной мощностью 1000 МВт, в которой не менее 80 процентов установленной мощности основано на ископаемых источниках топлива - твердом, жидком или газообразном.
- (v) **Соединенная энергосистема** - это энергосистема, которая соединена линиями электропередачи с проектной энергосистемой.

2. Применимость методологии, границы проекта

- 2. В следующей таблице описаны ключевые элементы методологии анная методология применяется к проектам по производству энергии из возобновляемых источников, подключенных к сети, которые включают:

Таблица 1. Ключевые элементы методологии

Типовые (-ые) проекты (-ы)	Капитальный ремонт , реконструкция, модернизация или увеличение электрической мощности существующей электростанции или строительство и эксплуатация новой электростанции, использующей возобновляемые источники энергии и поставляющей электроэнергию в сеть. Батарейная система накопления энергии (СНЭБ) может быть интегрирована при определенных условиях
Вид действий по сокращению выбросов ПГ	Возобновляемая энергия: Полное или частичное замещение электроэнергии, которая поступала бы в сеть, менее углеродоёмкой

Данная методология нейтральна по отношению к программам по парниковым газам (ПГ). Если применяется программа по ПГ, то требования этой программы дополняют требования методологии. Настоящая методология подготовлена на основе существующей методологии, разработанной в рамках Механизма Чистого развития Киотского протокола (АСМ0002), и включает ее адаптацию под действующие российские нормативно-правовые акты и стандарты.

2.1. Область применения

- 3. Данная методология применяется к проектам по производству энергии из возобновляемых источников, подключенных к сети, которые включают:
 - (a) Строительство и эксплуатация новых электростанций; или
 - (b) Капитальный ремонт, реконструкцию, модернизацию или увеличение электрической мощности существующей электростанции.

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ.

4. Кроме того, методология применяется к проектам по производству возобновляемой энергии, подключенным к сети, которые внедряют СНЭБ в новые электростанции или существующие солнечные или ветряные электростанции.

2.2. Применимость методологии

5. Данная методология применима к проектам по производству электроэнергии из возобновляемых источников энергии, подключенных к сети, которые включают в себя:
- (a) Строительство новой электростанции;
 - (b) Увеличение электрической мощности существующей электростанции;
 - (c) Капитальный ремонт существующей действующей электростанции;
 - (d) Реконструкцию существующей электростанции; или
 - (e) Модернизацию существующей электростанции.
6. В случае если проектная деятельность включает в себя интеграцию СНЭБ, методология применима к следующей проектной деятельности по производству электроэнергии из возобновляемых источников энергии, подключенных к сети:
- (a) Внедрение СНЭБ в новую электростанцию;
 - (b) Внедрение СНЭБ вместе с увеличением электрической мощности существующей солнечной или ветряной электростанции;
 - (c) Внедрение СНЭБ в существующую солнечную или ветряную электростанцию без внесения каких-либо других изменений;
 - (d) Внедрение СНЭБ вместе с осуществлением капитального ремонта существующей солнечной или ветряной электростанции.

Таблица 2. Применимые комбинации технологий возобновляемой энергии и СНЭБ в рамках проектной деятельности

Технология возобновляемых источников энергии Внедрение СНЭБ	Солнечные или ветряные	Другие возобновляемые технологии
СНЭБ + (a) Новые электростанции	Применимо	Применимо
СНЭБ+ увеличение электрической мощности существующей электростанции	Применимо	Не применимо
СНЭБ без каких-либо других изменений на существующей электростанции	Применимо	Не применимо
СНЭБ + капитальный ремонт существующей электростанции	Применимо	Не применимо

7. Методология применима при следующих условиях:
- (a) Гидроэлектростанция с водохранилищем или без него, ветряная электростанция, геотермальная электростанция, солнечная электростанция или электростанция, использующая энергию приливов и волн;
 - (b) В случае увеличения мощности, капитального ремонта, реконструкции или модернизации (за исключением проектов увеличения мощности ветряной, солнечной, волновой или приливной энергии) эксплуатация существующей электростанции началась минимум пять лет назад, Это минимальный исторический период, используемый для расчета выбросов в случае реализации базовой линии, и

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ.

в период между началом этого минимального исторического периода и реализацией проектной деятельности не проводилось расширение мощности, капитальный ремонт или реконструкция электростанции;

- (с) В случае проектной деятельности с новыми электростанциями, применимой в соответствии с пунктом 6 (а) выше, участники проекта должны продемонстрировать, что СНЭБ являлся неотъемлемой частью разработки проектной деятельности по возобновляемым источникам энергии (например, путем ссылки на технико-экономические обоснования или документы о принятии инвестиционных решений);
 - (d) СНЭБ должен заряжаться электроэнергией, вырабатываемой соответствующей электростанцией (электростанциями), работающей на возобновляемых источниках энергии. Только в чрезвычайных ситуациях СНЭБ может заряжаться электроэнергией от сети или электрогенератора на ископаемом топливе. В таких случаях соответствующие выбросы парниковых газов должны учитываться как выбросы проекта в соответствии с требованиями раздела 7.1.4 ниже. Зарядка от сети или от электрогенератора на ископаемом топливе не должна составлять более 2% от электроэнергии, произведенной проектной установкой на возобновляемых источниках энергии за период мониторинга. В течение периодов времени (например, неделя(и), месяц(и)), когда СНЭБ потребляет более 2% электроэнергии для зарядки, участник проекта не имеет права на выдачу углеродных единиц за соответствующий период мониторинга.
8. В случае гидроэлектростанций применяется одно из следующих условий:
- (a) Проектная деятельность осуществляется в одном или нескольких водохранилищах, без изменения объема любого из водохранилищ; или
 - (b) Проектная деятельность осуществляется в существующих одном или нескольких водохранилищах, где объем водохранилища увеличивается, а плотность мощности, рассчитанная по уравнению (13), превышает 4 Вт/м^2 ; или
 - (c) Проектная деятельность приводит к созданию новых одного или нескольких водохранилищ, а плотность мощности, рассчитанная с помощью уравнения (13), превышает 4 Вт/м^2 ; или
 - (d) Проектная деятельность представляет собой интегрированный гидроэнергетический проект, включающий несколько водохранилищ, где плотность мощности для любого из водохранилищ, рассчитанная по уравнению (13), меньше или равна 4 Вт/м^2 , применяются все следующие условия:
 - (i) Удельная мощность, рассчитанная с использованием общей установленной мощности интегрированного проекта, согласно уравнению (14), превышает 4 Вт/м^2 ;
 - (ii) Водный поток между водохранилищами не используется никаким другим гидроэнергетическим агрегатом, который не является частью проектной деятельности;
 - (iii) Установленная мощность электростанции с удельной мощностью менее или равной 4 Вт/м^2 должна быть:
 - a. Меньше или равна 15 МВт; и
 - b. Менее 10% от общей установленной мощности интегрированного гидроэнергетического проекта.

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ.

9. В случае реализации интегрированного гидроэнергетического проекта, участники проекта должны:
- (a) Продемонстрировать, что поток воды из вышерасположенной электростанции попадает непосредственно в нижерасположенное водохранилище и в совокупности составляет генерирующую мощность интегрированного гидроэнергетического проекта; или
 - (b) Предоставить анализ водного баланса, охватывающего воду, подаваемую на энергоблоки, со всеми возможными комбинациями водохранилищ и без строительства водохранилищ. Цель - продемонстрировать потребность в конкретной комбинации водохранилищ, построенных в рамках проектной деятельности, для оптимизации выработки электроэнергии. Эта демонстрация должна быть проведена в конкретном сценарии наличия воды в различные сезоны для оптимизации расхода воды на входе в энергоблоки. Таким образом, в данном водном балансе будут учтены сезонные расходы воды из реки, притоков (если таковые имеются) и количество осадков минимум за пять лет до начала реализации проектной деятельности.
10. Методология не применима к:
- (a) Проектной деятельности, предусматривающей переход с ископаемых видов топлива на возобновляемые источники энергии на месте осуществления проектной деятельности, поскольку в этом случае сценарием базовой линии может быть продолжающееся использование ископаемых видов топлива на данном участке;
 - (b) Электростанциям, работающим на биомассе.
11. В случае капитального ремонта, реконструкции, модернизации, или увеличения мощности, данная методология применима только в том случае, если наиболее правдоподобный сценарий базовой линии (в результате определения сценариев базовой линии) является "продолжением текущей ситуации, то есть использованием оборудования для производства электроэнергии, которое уже использовалось до реализации проектной деятельности, и проведением обычного технического обслуживания".
12. Кроме того, действуют условия применимости.
- 2.3. Границы проекта**
13. Границы проекта включают все электростанции, физически подключенные к системе электроснабжения, к которой подключена проектная электростанция.
14. Парниковые газы и источники выбросов, включенные в границы проекта или исключенные из них, представлены в таблице 3.

Таблица 3. Источники выбросов, включенные в границы проекта или исключенные из них

Источник		ПГ	Включени е	Обоснование/объяснение
Базовая линия	Выбросы CO ₂ от производства электроэнергии на электростанциях, работающих на ископаемом топливе, которые будут замещены в результате проектной деятельности	CO ₂	Да	Основной источник выбросов
		CH ₄	Нет	Незначительный источник выбросов
		N O ₂	Нет	Незначительный источник выбросов
Проектная деятельность	Для геотермальных станций на парогидротермах или с сухим паром, выбросы CH ₄ и CO ₂ из неконденсирующихся газов, содержащихся в геотермальном паре	CO ₂	Да	Основной источник выбросов
		CH ₄	Да	Основной источник выбросов
		N O ₂	Нет	Незначительный источник выбросов
	Для геотермальной электростанция бинарного цикла, летучие выбросы CH ₄ и CO ₂ из неконденсирующихся газов, содержащихся в геотермальном паре	CO ₂	Да	Основной источник выбросов
		CH ₄	Да	Основной источник выбросов
		N O ₂	Нет	Незначительный источник выбросов
	Для геотермальной электростанция бинарного цикла, летучие выбросы углеводородов, таких как н-бутан и изопентан (рабочая жидкость), содержащихся в теплообменниках	Углеводород/рефрижератор с низким GWP	Да	Основной источник выбросов
	Выбросы CO ₂ от сжигания ископаемого топлива для производства электроэнергии на солнечных тепловых электростанциях и геотермальных электростанциях	CO ₂	Да	Основной источник выбросов
		CH ₄	Нет	Незначительный источник выбросов
		N O ₂	Нет	Незначительный источник выбросов
	Для гидроэлектростанций выбросы CH ₄ из водохранилища	CO ₂	Нет	Незначительный источник выбросов
		CH ₄	Да	Основной источник выбросов
		N O ₂	Нет	Незначительный источник выбросов
	Зарядка СНЭБ с использованием электроэнергии от сети или от электрогенераторов, работающих на ископаемом топливе	CO ₂	Да	Основной источник выбросов
		CH ₄	Нет	Незначительный источник выбросов
N O ₂		Нет	Незначительный источник выбросов	

3. Определение базовой линии

3.1. Определение сценариев базовой линии

3.1.1. Сценарий базовой линии для новых электростанций

15. Если проектная деятельность представляет собой установку новой электростанции с СНЭБ или без, как описано в пункте 5(а) или пункте 6(а), сценарий базовой линии - это электроэнергия, поставляемая в сеть в результате проектной деятельности, которая в противном случае была бы выработана в результате работы электростанций, подключенных к сети, и добавления новых источников генерации.

3.1.2. Сценарий базовой линии в случае увеличения электрической мощности существующей электростанции на возобновляемых источниках энергии или внедрение СНЭБ в существующую солнечную или ветряную электростанцию

16. Если проектная деятельность представляет собой увеличение электрической мощности с СНЭБ или без СНЭБ существующей электростанции, работающей на возобновляемых источниках энергии и подключенной к сети, как описано в пункте 5(б) или пункте 6(б), или является интеграцией СНЭБ в существующую солнечную или ветряную электростанцию без осуществления каких-либо других изменений, как описано в пункте 6(с), сценарий базовой линии - это существующая установка, которая будет продолжать поставлять электроэнергию в сеть на исторических уровнях, до того момента, когда объект генерации, вероятно, будет модернизирован/заменен или подвергнут капитальному ремонту (*DATEBaselineOverhaul*), и электроэнергия, поставляемая в сеть за счет добавленной мощности, в противном случае была бы произведена за счет работы электростанций, подключенных к сети, и добавления новых источников генерации. С этого момента предполагается, что сценарий базовой линии соответствует проектной деятельности, и никаких сокращений выбросов не происходит.

3.1.3. Сценарий базовой линии в случае капитального ремонта или реконструкции или модернизации существующей электростанции

17. Если проектная деятельность представляет собой капитальный ремонт или реконструкцию или модернизацию существующей электростанции, как описано в пункте 5(с) или пункте 5(д) или пункте 5(е), применяется следующая поэтапная процедура определения сценария базовой линии.

Шаг 1: Определить альтернативные сценарии базовой линии для производства электроэнергии

18. Примените Шаг 1 из TOOL №1. Рассмотренные варианты должны включать:

- (a) Проектная деятельность не осуществляется как климатический проект;
- (b) Продолжение текущей ситуации, то есть использование всего оборудования для производства электроэнергии, которое уже использовалось до реализации проектной деятельности, и проведение технического обслуживания в обычном режиме. Дополнительная электроэнергия, вырабатываемая в рамках проекта, будет вырабатываться на существующих и новых электростанциях, подключенных к электросети в системе электроснабжения; и
- (c) Все другие правдоподобные и достоверные альтернативы проектной деятельности, обеспечивающие увеличение выработки электроэнергии на площадке, которые технически осуществимы. Это включает, в частности, различные уровни модернизации, капитального ремонта и/или реконструкцию электростанции. Следует принимать во внимание только альтернативы, доступные участникам проекта.

3.1.3.1. Шаг 2: Барьерный анализ TOOL №1

3.1.3.2. Шаг 3: Инвестиционный анализ TOOL №1

3.1.4. Сценарий базовой линии в случае капитального ремонта существующей солнечной или ветряной электростанции

19. Если проектная деятельность представляет собой капитальный ремонт существующей солнечной или ветряной электростанции, как описано в пункте 6(d), проектная деятельность обеспечивает возможность поставки дополнительной электроэнергии в сеть с использованием той же существующей генерирующей мощности. Это позволяет повысить коэффициент загрузки электростанции в течение года, что дает возможность поставлять в сеть больше электроэнергии от возобновляемой электростанции в рамках проектной деятельности по сравнению с ситуацией до установки СНЭБ. Это потенциально вытесняет эквивалентный объем производства электроэнергии в сети, которая может состоять из многих электростанций, работающих на ископаемом топливе. Сценарий базовой линии определяется по той же процедуре, что и в случае капитального ремонта или реконструкции или модернизации существующей электростанции, описанной выше.

3.2. Выбросы в случае реализации базовой линии

20. Выбросы в случае реализации базовой линии включают только выбросы CO₂ от производства электроэнергии на электростанциях, работающих на ископаемом топливе, которые будут замещены в результате деятельности по проекту. Методология предполагает, что вся выработка электроэнергии по проекту, превышающая базовый уровень, производилась бы существующими электростанциями, подключенными к сети, и новыми электростанциями, подключенными к сети. Выбросы в случае реализации базовой линии рассчитываются следующим образом:

$$BE_y = EG_{PJ,y} \times EF_{grid,CM,y} \quad \text{Equation (1)}$$

Где:

- BE_y = Выбросы в случае реализации базовой линии в год y (т CO₂ /год)
 $EG_{PJ,y}$ = Количество чистой выработки электроэнергии, произведенной и поданной в сеть в результате реализации проектной деятельности в год y (МВтч/год)
 $EF_{grid,CM,y}$ = Коэффициент выбросов CO₂ для генерации электроэнергии, подключенной к сети, в год y , рассчитанный на основе Приложения 6 (тCO₂ /МВтч)

3.2.1. Расчет количества чистой выработки электроэнергии

21. Расчет $EG_{PJ,y}$ различается для новых электростанций, увеличения мощности, капитального ремонта, реконструкции и модернизации:

3.2.1.1. Новая электростанция

22. Если проектной деятельностью является строительство новой электростанции с СНЭБ или без него, как описано в пункте 5(a) или пункте 6(a), то:

$$EG_{PJ,y} = EG_{facility,y} \quad \text{Equation (2)}$$

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ.

Где:

$EG_{PJ,y}$ = Количество чистой выработки электроэнергии, произведенной и поданной в сеть в результате реализации проектной деятельности в год y (МВтч/год)

$EG_{facility,y}$ = Количество чистой выработки электроэнергии, поставляемой электростанцией проекта в сеть в год y (МВтч/год)

3.2.1.2. Увеличение электрической мощности ветряной, солнечной электростанции или электростанции, использующей энергию прилива и волн

23. В случае ветряной, солнечной электростанции или электростанции, использующей энергию прилива и волн с СНЭБ, как описано в пункте 5(b) или пункте 6(b) или пункте 6(c), предполагается, что добавление новой мощности не оказывает существенного влияния на электроэнергию, производимую существующими электростанциями. В этом случае электроэнергия, подаваемая в сеть добавленной электростанцией, должна непосредственно учитываться и использоваться для определения $EG_{PJ,y}$.

$$EG_{PJ,y} = EG_{PJ_Add,y} \quad \text{Equation (3)}$$

Где:

$EG_{PJ,y}$ = Количество чистой выработки электроэнергии, произведенной и поданной в сеть в результате реализации проектной деятельности в год y (МВтч/год)

$EG_{PJ_Add,y}$ = Количество чистой выработки электроэнергии, поставляемой в сеть в год y электростанцией, которая была добавлена в рамках проектной деятельности (МВтч/год)

3.2.1.3. Увеличение электрической мощности гидро- или геотермальной электростанции

24. В случае гидро- или геотермальной электростанции, описанном в пункте 5 (b), добавление новой электростанции может существенно повлиять на выработку электроэнергии существующими станциями. Например, новая гидротурбина, установленная на существующей плотине, может повлиять на выработку электроэнергии существующими турбинами. Поэтому для гидроэлектростанций и геотермальных электростанций должен использоваться подход, как в разделе 3.2.1.4 ниже для проектов по капитальному ремонту или реконструкции или модернизации. $EG_{facility,y}$ соответствует чистой выработке электроэнергии, поставляемой в сеть существующими станциями и добавленными станциями, вместе составляющими "проектные станции". В этом варианте отдельный учет электроэнергии, поставляемой в сеть добавленными станциями, не требуется.

3.2.1.4. Капитальный ремонт или реконструкция или модернизация существующей электростанции на возобновляемых источниках энергии

25. Если проектная деятельность представляет собой капитальный ремонт или реконструкцию или модернизацию существующей электростанции на возобновляемых источниках энергии, подключенной к сети, как описано в пункте 5(c) или пункте 5(d) или пункте (e), или капитальный ремонт существующей солнечной или ветряной электростанции с СНЭБ, как описано в пункте 6(d), в методологии используются исторические данные по выработке электроэнергии для определения выработки электроэнергии существующей электростанцией в сценарий базовой линии, предполагая, что историческая ситуация, наблюдаемая до реализации проектной деятельности, будет продолжаться.
26. Выработка электроэнергии на энергообъектах с возобновляемыми источниками энергии может значительно меняться из года в год из-за естественных колебаний доступности возобновляемых источников (например, изменение количества осадков, скорости ветра

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ.

или солнечной радиации). Поэтому использование короткого временного исторического периода для определения базовой выработки электроэнергии может быть сопряжено со значительной неопределенностью. Методология устраняет эту неопределенность путем корректировки исторического производства электроэнергии на его стандартное отклонение. Это гарантирует, что базовое производство электроэнергии установлено консервативным способом и что рассчитанные сокращения выбросов относятся к проектной деятельности. Без этой корректировки рассчитанное сокращение выбросов может в основном зависеть от естественной изменчивости, наблюдаемой в течение исторического периода, а не от влияния проектной деятельности.

27. $EG_{PJ,y}$ рассчитывается следующим способом:

$$EG_{PJ,y} = EG_{facility,y} - (EG_{historical} + \sigma_{historical}); \text{until } DATE_{BaselineOverhaul} \quad \text{Equation (4)}$$

and

$$EG_{PJ,y} = 0; \text{on/after } DATE_{BaselineOverhaul} \quad \text{Equation (5)}$$

Где:

$EG_{PJ,y}$ = Количество чистой выработки электроэнергии, произведенной и поданной в сеть в результате реализации проектной деятельности в год y (МВтч/год)

$EG_{facility,y}$ = Количество чистой выработки электроэнергии, поставляемой проектными электростанциями в сеть в год y (МВтч/год)

$EG_{historical}$ = Среднегодовая историческая чистая выработка электроэнергии, поставляемая в сеть существующей электростанцией на возобновляемых источниках энергии, которая работала на территории проекта до начала реализации проектной деятельности (МВтч/год)

$\sigma_{historical}$ = Стандартное отклонение среднегодовой исторической чистой выработки электроэнергии, поставляемой в сеть существующей электростанцией на возобновляемых источниках энергии, которая работала на территории проекта до начала реализации проектной деятельности (МВтч/год)

$DATE_{BaselineOverhaul}$ = Точка во времени, когда существующее оборудование должно быть заменено в отсутствие проектной деятельности (дата). Это относится только к проектам по капитальному ремонту или модернизации

28. В случае, если $EG_{facility,y} < (EG_{historical} + \sigma_{historical})$ в году y :

$$EG_{PJ,y} = 0 \quad \text{Equation (6)}$$

29. Для определения $EG_{historical}$ участники проекта могут выбрать один из двух исторических периодов. Это обеспечивает определенную гибкость: использование более длительного периода времени может привести к более низкому стандартному отклонению, а использование более короткого периода может позволить лучше отразить (технические) обстоятельства, наблюдаемые в последние годы.

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ.

30. Участники проекта могут выбрать один из следующих двух временных интервалов исторических данных для определения $EG_{historical}$:
- (a) Пять последних календарных лет, предшествующих реализации проектной деятельности; или
 - (b) Период времени с календарного года, следующего за $DATE_{hist}$, до последнего календарного года перед реализацией проекта, если этот период времени включает не менее пяти календарных лет, где $DATE_{hist}$ - последний момент времени между:
 - (i) Вводом в эксплуатацию электростанции;
 - (ii) Если применимо: последнее увеличение электрической мощности электростанции; или
 - (iii) Если применимо: последний капитальный ремонт или реконструкция электростанции.
31. В случае реконструкции, когда электростанция не работала в течение последних пяти календарных лет перед началом реконструкции, $EG_{historical}$ равен нулю.

3.2.2. Расчет $DATE_{BaselineOverhaul}$

32. Для оценки момента времени, когда существующее оборудование потребует модернизации/ капитального ремонта в отсутствие проектной деятельности ($DATE_{BaselineOverhaul}$), участники проекта могут принять во внимание типичный средний технический срок службы оборудования данного типа, который должен быть определен и задокументирован в соответствии с Приложением 5.
33. Момент времени, когда существующее оборудование должно быть модернизировано/подвергнуто капитальному ремонту в отсутствие проектной деятельности, должен быть выбран консервативным образом, то есть, если определен диапазон, следует выбрать самую раннюю дату.

4. Сроки проекта

34. Для проектов по сокращению выбросов период кредитования составляет максимум 5 лет с возможностью продления максимум два раза или максимум 10 лет без возможности продления в соответствии с видом деятельности.
35. Период кредитования начинается не ранее регистрации проекта в Реестре углеродных единиц.
36. Для валидации в орган по валидации и верификации могут быть представлены проекты, реализация которых началась не ранее чем за 2 года до подачи документов на валидацию.

5. Дополнительность

37. Дополнительность должна быть продемонстрирована с помощью Инструмента №1 «Демонстрация дополнительности проектной деятельности».
38. Климатический проект, реализуемый и выпускающий углеродные единицы на территории Российской Федерации, должен соответствовать Статье 9 Федерального закона (№ 296-ФЗ от 02.07.2021) «Об ограничении выбросов парниковых газов», а также критериям, установленным согласно Приказу Минэкономразвития России (№ 248 от 11.05.2022) «Об утверждении критериев и порядка отнесения проектов, реализуемых юридическими лицами, индивидуальными предпринимателями или физическими лицами, к климатическим проектам, формы и порядка представления отчета о реализации климатического проекта». В иных случаях рекомендуется придерживаться методик МЧР или других одобренных программ реализации климатических проектов на международном уровне.

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ.

39. Если проектная деятельность состоит из одной или нескольких технологий, указанных ниже, она автоматически становится дополнительной.

5.1.1. Упрощенная процедура демонстрации дополнительной

40. Проектная деятельность считается автоматически соответствующей критериям дополнительной, если применяются исключительно технологии, перечисленные в данном разделе, и демонстрируется выполнение соответствующих условий, указанных в этом же разделе.

5.1.2. Технологии возобновляемых источников энергии для крупномасштабного производства электроэнергии с подключением к сети

41. В списке рассматриваются следующие технологии производства электроэнергии, подключенные к сети:
- (a) Производство солнечной тепловой электроэнергии, включая концентрированную солнечную энергию;
 - (b) Офшорные ветровые технологии;
 - (c) Морские волновые технологии;
 - (d) Морские приливные технологии;
 - (e) Океанические тепловые технологии.
42. Конкретная технология, перечисленная в пункте выше, считается автоматически дополнительной, если на момент подачи ПТД выполняется любое из следующих условий:
- (a) Доля общей установленной мощности конкретной технологии в общей установленной мощности по производству электроэнергии, подключенной к сетям, в принимающей стране равна или меньше 2%; или
 - (b) Общая установленная мощность технологии меньше или равна 50 МВт.

5.1.3. Процедура демонстрации дополнительной на основе TOOL №1

43. Дополнительность проектной деятельности должна быть продемонстрирована и оценена с помощью TOOL №1.
44. В случае интегрированного гидроэнергетического проекта при инвестиционном анализе необходимо рассматривать:
- (a) Инвестиции, связанные с проектной деятельностью, т.е. строительство нового водохранилища и новой электростанции; и
 - (b) Доход от чистой выработки электроэнергии ($EG_{PL,y}$), определяемый с помощью уравнения (4).
45. В случае новой электростанции или капитального ремонта существующей солнечной или ветряной электростанции с СНЭБ для оценки экономической привлекательности проектной деятельности участники проекта должны использовать максимально возможный тариф, который они могут получить, поставляя электроэнергию в сеть. Только в исключительных случаях, когда участники проекта могут обосновать, представив данные о нагрузке/потреблении и генерации проектной деятельности, могут применяться другие тарифы.

6. Требования к плану мониторинга

46. 100% данных подлежат контролю, если в приведенной (-ых) ниже таблице (-ах) в Приложении 3 не указано иное. Некоторые параметры необходимо либо постоянно

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ.

отслеживать в течение периода верификации и/или кредитования, либо рассчитывать только один раз за период верификации и/или кредитования, в зависимости от данных. Подробная информация о параметрах мониторинга для базового сценария и сценария проекта находится в Приложении 3.

47. Все измерения должны проводиться с помощью калиброванного измерительного оборудования в соответствии с отраслевыми стандартами.
48. Все данные, собранные в рамках мониторинга, должны архивироваться в электронном виде и храниться не менее двух лет после окончания последнего периода кредитования.
49. Расчет параметров и коэффициентов выбросов должен быть задокументирован в электронном виде и приложен к ПТД. Документация должна включать все данные, использованные для расчета коэффициентов выбросов и других параметров. Данные должны быть представлены таким образом, чтобы можно было воспроизвести расчет.
50. Обеспечение качества/Контроль качества описывают процедуру достижения хорошего качества данных, например, описывают процедуры проведения сбора данных и/или измерений в полевых условиях, включая обучение полевого персонала, условия для максимального увеличения доли ответов, документирование случаев исключения из популяции, отказов и другие источники неполучения ответов и связанные с этим вопросы. Общий контроль качества и стратегия обеспечения качества должны быть документированы в плане. Это должно включать процедуру определения выбросов и обстоятельств, при которых выбросы данных/измерений могут быть исключены и/или заменены.
51. Данные и параметры, фиксированные и отслеживаемые в ходе деятельности по проекту, приведены в Приложении 2 и 3.

7. Проектный сценарий

7.1. Выбросы при реализации проектной деятельности

52. Для большинства видов проектной деятельности по производству электроэнергии из возобновляемых источников энергии $PE_y = 0$. Однако некоторые виды проектной деятельности могут включать в себя проектные выбросы, которые могут быть значительными. Эти выбросы должны быть учтены как выбросы проекта с помощью следующего уравнения:

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{GP,y} + PE_{HP,y} + PE_{BESS,y} \quad \text{Equation (7)}$$

Где:

- | | | |
|---------------|---|--|
| PE_y | = | Выбросы при реализации проектной деятельности в год y (т CO_2 -экв/год) |
| $PE_{FF,y}$ | = | Выбросы при реализации проектной деятельности от потребления ископаемого топлива в год y (т CO_2 /год) |
| $PE_{GP,y}$ | = | Выбросы при реализации проектной деятельности от геотермальных электростанций с сухим паром, на парогидротермах или геотермальных электростанций бинарного цикла в год y (т CO_2 -экв/год) |
| $PE_{HP,y}$ | = | Выбросы при реализации проектной деятельности от водохранилищ гидроэлектростанций в год y (т CO_2 -экв/год) |
| $PE_{BESS,y}$ | = | Выбросы при реализации проектной деятельности от зарядки СНЭБ с использованием электроэнергии из сети или от электрогенераторов на ископаемом топливе (т CO_2 -экв/год) |

7.1.1. Выбросы от сжигания ископаемого топлива ($PE_{FF,y}$)

53. Для геотермальных или солнечно-термальных проектов, которые также используют ископаемое топливо для производства электроэнергии, выбросы CO_2 от сжигания ископаемого топлива должны учитываться как выбросы проекта ($PE_{FF,y}$)
54. Для всей проектной деятельности по производству электроэнергии из возобновляемых источников энергии, выбросами, связанными с использованием ископаемого топлива для резервного электроснабжения, можно пренебречь.
55. $PE_{FF,y}$ должен быть рассчитан в соответствии с Приложением 1.

7.1.2. Выбросы от геотермальных электростанций на парогидротермах²³, с сухим паром и геотермальных электростанций бинарного цикла²⁴ из-за неконденсируемых газов и/или рабочей жидкости ($PE_{GP,y}$)

56. При осуществлении проектов с геотермальными электростанциями на парогидротермах, с сухим паром и геотермальными электростанциями бинарного цикла участники проекта должны учитывать выбросы CO_2 и CH_4 в связи с выделением неконденсирующихся газов из производимого пара. Неконденсирующиеся газы в геотермальных резервуарах, как правило, состоят в основном из CO_2 и H_2S . Они также содержат небольшое количество углеводородов, среди которых преобладают CH_4 . В проектах с геотермальными электростанциями на парогидротермах или с сухим паром неконденсирующиеся газы поступают вместе с паром в электростанцию. Небольшая часть CO_2 преобразуется в карбонат/бикарбонат в контуре охлаждающей воды. Кроме того, часть неконденсирующихся газов повторно закачивается в геотермальный резервуар. Однако, в качестве консервативного подхода, данная методология предполагает, что все неконденсирующиеся газы, поступающие на электростанцию при использовании геотермальных технологий с сухим или вспышечным паром, сбрасываются в атмосферу. Летучие выбросы CO_2 и CH_4 в результате тестирования и продувки скважин не учитываются, так как они незначительны.
57. $PE_{GP,y}$ рассчитывается следующим образом:

$$PE_{GP,y} = PE_{dry\ or\ flash\ steam,y} + PE_{binary,y} \quad \text{Equation (8)}$$

Где:

$PE_{GP,y}$ = Выбросы при реализации проектной деятельности от работы геотермальных электростанций на парогидротермах, с сухим паром и геотермальных электростанций бинарного цикла в год y (т CO_2 -экв/год)

$PE_{dry\ or\ flash\ steam,y}$ = Выбросы при реализации проектной деятельности от эксплуатации геотермальных электростанций с сухим паром или на парогидротермах в результате выброса неконденсирующихся газов в год y (т CO_2 -экв/год)

$PE_{binary,y}$ = Проектные выбросы от эксплуатации геотермальной электростанции бинарного цикла вследствие физической утечки неконденсирующихся газов и рабочей жидкости в год y (т CO_2 -экв/год)

²³ В геотермальных технологиях открытого цикла подземная геотермальная жидкость соприкасается с атмосферой в процессе теплообмена. В этом процессе неконденсируемые и другие газы, содержащиеся в геотермальной жидкости, частично выбрасываются в атмосферу.

²⁴ В бинарных геотермальных технологиях подземная жидкость закачивается обратно в источник тепла без какого-либо воздействия на атмосферу. В этом случае неконденсирующиеся и другие газы в геотермальной жидкости удерживаются в выходящей геотермальной жидкости и направляются обратно в источник тепла. Однако может иметь место некоторая физическая утечка из труб и скважин замкнутого цикла.

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ.

- (a) Выбросы при реализации проектной деятельности от геотермальных электростанций с сухим паром или на парогидротермах:

$$PE_{dry\ or\ flash\ steam,y} \quad \text{Equation (9)}$$

$$= (w_{steam,CO_2,y} + w_{steam,CH_4,y} \times GWP_{CH_4}) \times M_{steam,y}$$

Где:

$w_{steam,CO_2,y}$ = Средняя массовая доля CO_2 в произведенном паре в год y (т CO_2 /т пара)

$w_{steam,CH_4,y}$ = Средняя массовая доля CH_4 в произведенном паре в год y (т CH_4 /т пара)

GWP_{CH_4} = Потенциал глобального потепления (GWP) CH_4 , действительный для соответствующего периода (т CO_2 -экв/т CH_4)

$M_{steam,y}$ = Количество пара, произведенного в год y (т пара/год)

- (b) Выбросы при реализации проектного сценария от геотермальной электростанции бинарного цикла:

$$PE_{binary,y} = PE_{steam,y} + PE_{working\ fluid,y} \quad \text{Equation (10)}$$

Где:

$PE_{steam,y}$ = Выбросы при реализации проектного сценария от эксплуатации геотермальной электростанции бинарного цикла вследствие физической утечки неконденсирующихся газов в год y (т CO_2 э/год). Если разница между притоком и оттоком пара на электростанции составляет менее 1%, то участники проекта не обязаны учитывать эти выбросы

$PE_{working\ fluid,y}$ = Выбросы при реализации проектного сценария от эксплуатации геотермальной электростанции бинарного цикла вследствие физической утечки рабочей жидкости, содержащейся в теплообменниках, в год y (т CO_2 -экв/год)

$$PE_{steam,y} = (M_{inflow,y} - M_{outflow,y}) \quad \text{Equation (11)}$$

$$\times (w_{steam,CO_2,y} + w_{steam,CH_4,y} \times GWP_{CH_4})$$

Где:

$M_{inflow,y}$ = Количество пара, поступающего в геотермальную установку в год y (т пара/год)

$M_{outflow,y}$ = Количество пара, выходящего из геотермальной установки в год y (т пара/год)

$w_{steam,CO_2,y}$ = Средняя массовая доля CO_2 в произведенном паре в год y (т CO_2 /т пара)

$w_{steam,CH_4,y}$ = Средняя массовая доля CH_4 в произведенном паре в год y (т CH_4 /т пара)

GWP_{CH_4} = Потенциал глобального потепления (GWP) CH_4 , действительный для соответствующего периода (т CO_2 -экв/т CH_4)

$$PE_{working\ fluid,y} = M_{working\ fluid,y} \times GWP_{working\ fluid} \quad \text{Equation (12)}$$

Где:

$M_{working\ fluid,y}$ = Количество рабочей жидкости, протекшей в год y (т рабочей жидкости/год)

$GWP_{working\ fluid}$ = Потенциал глобального потепления для рабочей жидкости, используемой в геотермальной электростанции бинарного цикла

7.1.3. Выбросы из водохранилищ гидроэлектростанций ($PE_{HP,y}$)

58. Плотность мощности (PD) проектной деятельности рассчитывается следующим образом:

$$PD = \frac{Cap_{PJ} - Cap_{BL}}{A_{PJ} - A_{BL}} \quad \text{Equation (13)}$$

Где:

PD = Плотность мощности проектной деятельности (Вт/м²)

Cap_{PJ} = Установленная мощность гидроэлектростанции после реализации проектной деятельности (Вт)

Cap_{BL} = Установленная мощность гидроэлектростанции до начала реализации проектной деятельности (Вт). Для новых гидроэлектростанций это значение равно нулю

A_{PJ} = Площадь одного или нескольких водохранилищ, измеренная на поверхности воды, после реализации проектной деятельности, когда водохранилище заполнено (м²)

A_{BL} = Площадь одного или нескольких водохранилищ, измеренная на поверхности воды, до реализации проектной деятельности, когда водохранилище заполнено (м²). Для новых водохранилищ эта величина равна нулю

59. Для деятельности по гидроэнергетическим проектам, в результате которой создаются новые одиночные или многочисленные водохранилища, и деятельности по гидроэнергетическим проектам, в результате которой увеличивается количество существующих одиночных или многочисленных водохранилищ, участники проекта должны учитывать выбросы CH₄ и CO₂ от водохранилищ, оцениваемые следующим образом:

(а) Для интегрированного гидроэнергетического проекта PD рассчитывается следующим образом:

$$PD = \frac{\sum Cap_{PJ,i}}{\sum A_{PJ,j}} \quad \text{Equation (14)}$$

Где:

i = Отдельные электростанции, включенные в интегрированный гидроэнергетический проект

j = Отдельные водохранилища, включенные в интегрированный гидроэнергетический проект

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ.

- (b) Если плотность мощности проектной деятельности с использованием уравнения (13) или в случае интегрированный гидроэнергетический проект с использованием уравнения (14) больше 4 Вт/м² и меньше или равна 10 Вт/м²:

$$PE_{HP,y} = \frac{EF_{Res} \times TEG_y}{1000} \quad \text{Equation (15)}$$

Где:

- $PE_{HP,y}$ = Проектные выбросы от водохранилищ (т CO₂-экв/год)
 EF_{Res} = Коэффициент выбросов по умолчанию для выбросов из водохранилищ гидроэлектростанций (кг CO₂-экв/МВтч)
 TEG_y = Общее количество электроэнергии, произведенной в результате проектной деятельности, включая электроэнергию, поставляемую в сеть, и электроэнергию, поставляемую на внутренние нужды, в год у (МВтч)

- (c) Если плотность мощности проектной деятельности превышает 10 Вт/м²:

$$PE_{HP,y} = 0 \quad \text{Equation (16)}$$

7.1.4. Выбросы от зарядки СНЭБ с использованием энергии от сети или от электрогенераторов на ископаемом топливе ($PE_{BESS,y}$)

60. В нормальных условиях СНЭБ должны заряжаться электроэнергией, вырабатываемой соответствующей возобновляемой электростанцией. В исключительных случаях СНЭБ может заряжаться от электросети или от генераторов, работающих на ископаемом топливе ($EG_{BESS,y}$).
61. В случаях, когда СНЭБ заряжается с использованием электроэнергии из сети, соответствующие проектные выбросы ($PE_{BESS,y}$) должны быть рассчитаны на основе Приложения 6.
62. В случаях, когда СНЭБ заряжается с использованием электроэнергии от генераторов, работающих на ископаемом топливе, соответствующие проектные выбросы ($PE_{BESS,y}$) должны быть рассчитаны в соответствии с процедурой, описанной в Приложении 1.
63. В соответствии с требованием пункта 7(d), зарядка с использованием сети или электрогенератора на ископаемом топливе не должна составлять более 2% от электроэнергии, произведенной проектной электростанцией на возобновляемой энергии за период мониторинга. В периоды, когда СНЭБ потребляет более 2% электроэнергии для зарядки, участник проекта не имеет права на выдачу углеродных единиц за соответствующий период.

7.2. Сокращение выбросов

64. Сокращение выбросов рассчитывается следующим образом:

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad \text{Equation (17)}$$

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ.

Где:

ER_y = Сокращение выбросов в год у (тСО₂-экв/год)

BE_y = Выбросы в случае реализации базовой линии в год у (тСО₂/год)

PE_y = Выбросы при реализации проектной деятельности в год у (тСО₂-экв/год)

7.2.1. Оценка сокращения выбросов до осуществления валидации

65. Участники проекта должны подготовить в рамках ПТД оценку вероятных сокращений выбросов от предлагаемой проектной деятельности в период кредитования. В этой оценке должна использоваться та же методология, которая была выбрана выше. Если коэффициент выбросов ($EF_{CM,grid,y}$) определяется задним числом в ходе мониторинга, участники проекта могут использовать модели или другие инструменты для оценки сокращений выбросов до валидации.

8. Оценка выбросов от утечек проектной деятельности, включая утечки рынка, смены видов деятельности и экологические утечки. Методы предотвращения утечек

66. Никакие другие выбросы от утечек не рассматриваются. Выбросы, потенциально возникающие в результате таких видов деятельности, как строительство электростанций и выбросы от использования ископаемого топлива (например, добыча, переработка, транспортировка и т.д.), не учитываются.

9. Минимизация риска непостоянства (если применимо)

67. Этот раздел не применим к данной методике.

10. Методы предотвращения двойного учета, негативных эффектов на окружающую среду и общество

68. Климатический проект должен демонстрировать соответствие всем требованиям законодательства в той юрисдикции, где он расположен (включая, помимо прочего, Рекомендательный список методик). Разработчик проекта должен задаться вопросом, существует ли риск того, что его проект может привести к негативным последствиям для местных сообществ, биоразнообразия и окружающей среды. Такие проекты не должны приводить к увеличению загрязнения атмосферы, почвы, поверхностных и грунтовых вод, а также к конфликтам между сообществами, проблемам землевладения, принудительному выселению, нарушениям прав человека или ухудшению состояния здоровья и самочувствия из-за ограничения доступа к лесам или природным зонам.

69. Необходимо приложить усилия, чтобы избежать двойного учета между границами проекта, между отчетностью компании и отчетностью по проекту, между отчетностью разных компаний, между субъектами РФ и разными странами в случае международной передачи углеродных единиц. В последнем случае необходимо продемонстрировать, что углеродные единицы, переданные на международном уровне, исключаются из учета количественных целей определенного на национальном уровне вклада Российской Федерации.

11. Рекомендации в отношении изменения и/или сохранения базовой линии в случае продления периода кредитования и проектной деятельности

70. Продление периода кредитования проверяется и подтверждается после проведения технической оценки органом по валидации и верификации для определения необходимых обновлений базовой линии, дополнительной и количественной оценки сокращений выбросов.

71. Продление периода кредитования зарегистрированной проектной деятельности предоставляется только в том случае, если Разработчик проекта может предоставить

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ.

доказательства того, что первоначальная базовая линия проекта все еще действительна или была обновлена с учетом новых данных, если это применимо.

72. Разработчик проекта должен обновить разделы проектно-технической документации (ПТД), относящиеся к базовой линии, расчетным сокращениям выбросов и плану мониторинга, используя утвержденную методику базовой линии и мониторинга: последняя утвержденная версия методики базовой линии и мониторинга, примененная в первоначальной ПТД зарегистрированной деятельности по проекту, должна использоваться во всех случаях, когда это применимо.
73. Демонстрация достоверности первоначальной базовой линии или её обновления не требует повторной оценки базового сценария, а скорее оценки выбросов, которые могли бы произойти в результате этого сценария.
74. Если был выполнен пересмотр или обновление базовой линии зарегистрированной деятельности по проекту, Разработчик проекта должен обосновать органу по валидации и верификации необходимость отклонения от утвержденной методики с целью прохождения повторной верификации, продления кредитного периода.
75. Оценка достоверности исходного/текущего базовой линии и её обновление при повторной верификации или возобновлении периода кредитования:
76. Поэтапная процедура оценки сохранения достоверности базовой линии и её обновления при повторной верификации или возобновлении периода кредитования состоит из двух этапов. Первый этап обеспечивает подход к оценке того, является ли текущая базовая линия все еще действительным для повторного периода верификации (или следующего периода кредитования). Второй этап предусматривает подход к обновлению базовой линии в случае, если текущая базовая линия больше не действителен. Более подробная информация о процедуре подтверждения достоверности исходной/текущей базовой линии при повторной верификации или возобновлении периода кредитования приведена в Приложении 4.

12. Нормативные ссылки

АСМ0002. Крупномасштабная консолидированная методология. Производство электроэнергии из возобновляемых источников с подключением к сети. Версия 21.0. Методика МЧР

МГЭИК 2006. Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов Межправительственной группы экспертов по изменению климата, 2006 г. /Под ред. С. Игглестона, Л. Буэндиа, К. Мива, Т. Нгара и К. Танабе. // Т.1-5. – ИГЕС// Хайяма. 2006.

TOOL03 Методологический инструмент. Инструмент для расчета проектных или утечек выбросов CO₂ от сжигания ископаемого топлива. Версия 03.0. Методика МЧР

TOOL05 Методологический инструмент. Базовые, проектные выбросы и/или утечки выбросов от потребления электроэнергии и мониторинг выработки электроэнергии. Версия 03.0. Методика МЧР

TOOL07 Методологический инструмент. Инструмент для расчета коэффициента выбросов для системы электроснабжения. Версия 07.0. Методика МЧР

TOOL32 Методологический инструмент. Позитивные списки технологий. Версия 04.0. Методика МЧР

Методологический инструмент. Инструмент для определения остаточного срока службы оборудования. Версия 01. Методика МЧР

Методологический инструмент. Оценка достоверности исходной/текущей базовой линии и обновление базовой линии при продлении периода кредитования. Версия 03.0.1. Методика МЧР

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ.

ГОСТ Р 58092.3.3- 2023 Системы накопления электрической энергии. Проектирование и оценка рабочих параметров

ГОСТ Р МЭК 62485-5-2021 Батареи аккумуляторные и батарейные установки. Требования безопасности. Часть 5. Безопасность стационарных литий-ионных батарей

ГОСТ Р 54531—2011 Нетрадиционные технологии. Возобновляемые и альтернативные источники энергии. Термины и определения

ГОСТ Р 57114-2016. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения

ГОСТ 19431-84. Энергетика и электрификация. Термины и определения

ГОСТ 24291-90 Межгосударственный стандарт. Электрическая часть электростанции и электрической сети. Термины и определения

ГОСТ Р 70214-2022. Гидротехника. Основные понятия. Термины и определения

Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 05.08.2000 № 117-ФЗ (ред. от 18.03.2023) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.04.2023 г.)

Приложение 1. Расчет выбросов CO₂ по проектам и/или утечек в результате сжигания ископаемого топлива

1. В приложении описаны процедуры расчета выбросов CO₂ по проектам и/или утечек в результате сжигания ископаемого топлива. Его можно использовать в тех случаях, когда выбросы CO₂ от сжигания ископаемого топлива рассчитываются на основе объема сожженного топлива и его свойств. При использовании методологии расчета необходимо указать тип процесса сжигания j , к которому применяется этот инструмент.
2. Выбросы CO₂ от сжигания ископаемого топлива в процессе j рассчитываются на основе объема сжигаемого топлива и коэффициента выбросов CO₂ для этих видов топлива следующим образом:

$$PE_{FC,j,y} = \sum_i FC_{i,j,y} \times COEF_{i,y}$$

Где:

$PE_{FC,j,y}$	Выбросы CO ₂ от сжигания ископаемого топлива в процессе j в течение года y (тCO ₂ /год)
$FC_{i,j,y}$	Объем топлива типа i , сожженного в процессе j в течение года y (единица массы или объема/год)
$COEF_{i,y}$	Коэффициент выбросов CO ₂ топлива типа i в году y (тCO ₂ /единица массы или объема)
i	Тип топлива, сожженного в процессе j в течение года y

3. Коэффициент выбросов CO₂ $COEF_{i,y}$ может быть рассчитан с использованием одного из следующих двух вариантов. *Вариант А* должен быть предпочтительным подходом при наличии необходимых данных.
4. **Вариант А.** Коэффициент выбросов CO₂ $COEF_{i,y}$ рассчитывается на основе полного анализа ископаемого топлива типа i , используя следующий подход:

Если $FC_{i,j,y}$ измеряется в единице массы:

$$COEF_{i,y} = w_{C,i,y} \times 44/12$$

Если $FC_{i,j,y}$ измеряется в единице объема:

$$COEF_{i,y} = w_{C,i,y} \times \rho_{i,y} \times 44/12$$

Где:

$COEF_{i,y}$	Коэффициент выбросов CO ₂ от использования топлива типа i в год y (т CO ₂ /единица массы или объема)
$w_{C,i,y}$	Массовая доля углерода в топливе типа i в год y (тC/единица масса топлива)
$\rho_{i,y}$	Плотность топлива типа i в год y (единица массы/единица объема топлива)
i	Тип топлива, сожженного в процессе j в течение года y

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ.

5. **Вариант В.** Коэффициент выбросов CO₂ $COEF_{i,y}$ рассчитывается на основе чистой теплотворной способности и коэффициента выбросов CO₂ топлива типа i , используя следующий подход:

$$COEF_{i,y} = NCV_{i,y} \times EF_{CO_2,i,y}$$

Где:

$COEF_{i,y}$	Коэффициент выбросов CO ₂ от использования топлива типа i в год y (т CO ₂ /единица массы или объема)
$NCV_{i,y}$	Средняя низшая теплотворная способность ископаемого топлива типа i , использованного в год y (ГДж/единицы массы или объема)
$EF_{CO_2,i,y}$	Средневзвешенный коэффициент выбросов CO ₂ от топлива типа i в год y (тCO ₂ /ГДж)
i	Тип топлива, сожженного в процессе j в течение года y

Приложение 2. Постоянные данные и параметры мониторинга

1. In addition to the parameters listed in the tables below, the provisions on data and parameters not monitored in the tools referred to in this methodology apply.

№	Data / Parameter	Data unit	Description	Source of data	Value to be applied	Any comment
1.	GWP_{CH4}	т CO ₂ -экв/т CH ₄	Потенциал глобального потепления метана, действительный для соответствующего периода действия обязательств	МГЭИК	Для первого периода действия обязательств: 21 т CO ₂ /т CH ₄ Для второго периода действия обязательств: 25 т CO ₂ /т CH ₄	
2.	$EG_{historical}$	МВтч/год	Среднегодовая историческая чистая выработка электроэнергии, поставляемая в сеть существующей электростанцией на возобновляемых источниках энергии, которая работала на территории проекта до начала реализации проектной деятельности	Место проведения проектной деятельности	Счетчики электроэнергии	
3.	$\sigma_{historical}$	МВтч/год	Стандартное отклонение среднегодовой исторической чистой выработки электроэнергии, поставляемой в сеть существующей электростанцией на возобновляемых источниках энергии, которая работала на территории проекта до начала реализации проектной деятельности	Рассчитано на основе данных, использованных для $EG_{historical}$	Параметр, рассчитываемый как стандартное отклонение годовых данных о генерации, используемых для расчета $EG_{historical}$ для капитального ремонта, или реконструкции, или модернизации при реализации проектной деятельности.	
4.	$DATE_{BaselineOverhaul}$	дата	Точка во времени, когда существующее оборудование должно быть заменено в отсутствие проектной деятельности	Место проведения проектной деятельности	В соответствии с положениями вышеуказанной методологии	

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ.

№	Data / Parameter	Data unit	Description	Source of data	Value to be applied	Any comment
5.	$DATE_{hist}$	дата	Точка во времени, с которой может начаться историческая отсчет для проведения капитального ремонта, реконструкции или модернизации в рамках проектной деятельности	Место проведения проектной деятельности	$DATE_{hist}$ - это последний момент времени между: (a) Вводом в коммерческую эксплуатацию электростанции; (b) Если применимо: последнее увеличение электрической мощности электростанции; или (c) Если применимо: последний капитальный ремонт или реконструкция электростанции.	
6.	EF_{Res}	кгСО ₂ э/МВтч ₂	Коэффициент выбросов по умолчанию для выбросов из водохранилищ		90 кгСО _{2экв} /МВтч	
7.	S_{pvl}	Вт	Установленная мощность гидроэлектростанции до начала реализации проектной деятельности. Для новых гидроэлектростанций это значение равно нулю	Место реализации проекта	Определите установленную мощность на основе спецификаций производителя или признанных стандартов	
8.	A_{vl}	м ²	Площадь одного или нескольких водохранилищ, измеренная на поверхности воды, до реализации проектной деятельности, когда водохранилище заполнено (м ²). Для новых водохранилищ эта величина равна нулю	Место реализации проекта	Измеряется на основе топографических съемок, карт, спутниковых снимков и т.д.	
9.	Процентная доля от общей установленной мощности конкретной технологии	%	Процентная доля общей установленной мощности конкретной технологии в общей установленной мощности электрогенерации, подключенной к сети, в стране	Национальная статистика или другие официальные данные		
10	Общая установленная мощность технологии	%	Общая установленная мощность технологии в принимающей стране	Национальная статистика или другие официальные данные		

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ.

№	Data / Parameter	Data unit	Description	Source of data	Value to be applied	Any comment
11	<i>GWP_{working fluid}</i>	-	Потенциал глобального потепления рабочей жидкости	МГЭИК 2006		

Приложение 3. Данные и параметры мониторинга

1. Все данные, собранные в рамках мониторинга, должны архивироваться в электронном виде и храниться не менее двух лет после окончания последнего периода кредитования. 100% данных должны быть подвергнуты мониторингу, если в приведенных ниже таблицах не указано иное. Все измерения должны проводиться с помощью калиброванного измерительного оборудования согласно соответствующим отраслевым стандартам.
2. $EG_{facility,y}$, $EG_{PJ_Add,y}$, $EG_{BESS,y}$, $EF_{grid,CM,y}$ и $PE_{FF,y}$ должны быть определены в соответствии с Приложениями 1 и 5.

№	Data / Parameter	Data unit	Description	Source of data	Measurement procedures	Monitoring frequency	QA/QC procedures	Any comment
12	$w_{steam,CO_2,y}$	т CO ₂ /т пара	Средняя массовая доля углекислого газа в произведенном паре в год у	Место проведения проектной деятельности	Отбор проб неконденсирующихся газов должен проводиться в эксплуатационных скважинах и/или на границе парового поля и электростанции с использованием стандартной практики ASTM E1675 или других национальных стандартов. Процедура отбора и анализа проб CO ₂ и CH ₄ заключается в отборе проб неконденсирующихся газов из главного паропровода с помощью стеклянных колб, заполненных раствором гидроксида натрия и дополнительными химическими веществами для предотвращения окисления. H ₂ S и CO ₂ растворяются в растворителе, а остаточные соединения остаются в газообразной фазе. Затем газовая часть анализируется с помощью газовой хроматографии для определения содержания остатков, включая CH ₄ . Все концентрации алканов представлены в пересчете на метан	Не реже одного раза в три месяца и чаще, если необходимо		Применимо к проектам геотермальной энергетики
13	$w_{steam,CH_4,y}$	т CH ₄ /т пара	Средняя массовая доля метана в произведенном паре в год у	Место проведения проектной деятельности	В соответствии с процедурами, описанными для $w_{steam,CO_2,y}$	В соответствии с процедурами, описанными для $w_{steam,CO_2,y}$		Применимо к проектам геотермальной энергетики
14	$M_{steam,y}$	т пара/год	Количество пара, произведенного в год у	Место проведения проектной деятельности	Количество пара, выходящего из геотермальных скважин, должно быть измерено с помощью расходомера Вентури (или другого оборудования, по крайней мере, с такой же точностью). Для	Ежедневно		Применимо к проектам геотермальной энергетики

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ.

№	Data / Parameter	Data unit	Description	Source of data	Measurement procedures	Monitoring frequency	QA/QC procedures	Any comment
					определения свойств пара необходимо измерение температуры и давления перед расходомером Вентури. Расчет количества пара должен проводиться на постоянной основе и основываться на национальных или международных стандартах. Результаты измерений должны быть прозрачно обобщены в регулярных производственных отчетах			
15	TEG_y	МВтч/год	Общее количество электроэнергии, произведенной в результате проектной деятельности, включая электроэнергию, поставляемую в сеть, и электроэнергию, поставляемую на внутренние нагрузки, в году	Место проведения проектной деятельности	Счетчики электроэнергии	Непрерывное измерение и как минимум ежемесячно		Применимо к деятельности по гидроэнергетическим проектам с плотностью мощности более 4 Вт/м ² и менее или равной 10 Вт/м ²
16	S_{pp}	Вт	Установленная мощность гидроэлектростанции после реализации проектной деятельности	Место реализации проекта	Определите установленную мощность на основе спецификаций производителя или данных о вводе в эксплуатацию или признанных стандартов	Один раз в начале каждого периода кредитования		
17	A_{pl}	м ²	Площадь одного или нескольких водохранилищ, измеренная на поверхности воды, после реализации проектной деятельности, когда водохранилище заполнено	Место реализации проекта	Измеряется на основе топографических съемок, карт, спутниковых снимков и т.д.	Один раз в начале каждого периода кредитования		
18	$M_{inflow,y}$	т пара/год	Количество пара, поступающего в геотермальную установку в году	Место проведения проектной деятельности	Количество пара, поступающего на электростанцию, должно измеряться расходомером Вентури (или другим оборудованием, по крайней мере, с такой же точностью). Для определения свойств пара необходимо измерение температуры и давления перед расходомером Вентури. Расчет количества пара должен проводиться на постоянной основе и основываться на национальных или международных стандартах. Результаты измерений должны быть прозрачно обобщены в регулярных производственных отчетах	Непрерывно	Расходомер должен быть откалиброван в соответствии с национальными, международными инструкциями или инструкциями производителя. Записанные данные должны ежедневно храниться в центральной базе данных с резервным	

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ.

№	Data / Parameter	Data unit	Description	Source of data	Measurement procedures	Monitoring frequency	QA/QC procedures	Any comment
19	$M_{outflow,y}$	т пара/год	Количество пара, выходящего из геотермальной установки в год у	Место проведения проектной деятельности	Количество пара, поступающего на электростанцию, должно измеряться расходомером Вентури (или другим оборудованием, по крайней мере, с такой же точностью). Для определения свойств пара необходимо измерение температуры и давления перед расходомером Вентури. Расчет количества пара должен проводиться на постоянной основе и основываться на национальных или международных стандартах. Результаты измерений должны быть прозрачно обобщены в регулярных производственных отчетах	Непрерывно	копированием Расходомер должен быть откалиброван в соответствии с национальными, международными инструкциями или инструкциями производителя. Записанные данные должны ежедневно храниться в центральной базе данных с резервным копированием	
20	$M_{working\ fluid,y}$	т рабочей жидкости/год	Количество рабочей жидкости, вытекшей в год у	Место реализации проекта	Измеряется по журналам регистрации и отчетам о техническом обслуживании установки	Ежегодно	Измеряется по количеству потока рабочей жидкости в бинарную систему геотермальной установки. Перекрестная проверка со счетами-фактурами	

Приложение 4. Оценка достоверности исходной/текущей базовой линии при продлении периода кредитования

1. В данном приложении описана процедура подтверждения достоверности исходной/текущей базовой линии при продлении периода кредитования.
2. Оценка достоверности исходной/текущей базовой линии при обновлении периода кредитования состоит из двух этапов.

А. Оценка обоснованности текущей базовой линии для следующего периода кредитования

- 1. Оценить соответствие текущей базовой линии актуальным обязательным национальным и/или отраслевым мерам и законодательству.*
3. Если текущая базовая линия не соответствует актуальным обязательным национальным и/или отраслевым мерам и законодательству, или если нельзя доказать, что эти меры и законодательство систематически не соблюдаются, и что несоблюдение этих мер и законодательства широко распространено в стране или регионе, тогда текущая базовая линия должна быть обновлена для последующего периода кредитования.
 - 2. Оценить влияние обстоятельств.*
4. Если новые обстоятельства делают неприемлемым продолжение действия текущей базовой линии, тогда текущая базовая линия должна быть обновлена для последующего периода кредитования.
 - 3. Оценить возможность продолжения использования текущего базового оборудования или инвестиций как наиболее вероятного сценария на запрашиваемое продление периода кредитования.*
5. Если базовым сценарием проектной деятельности является продолжение использования текущего оборудования без каких-либо дополнительных инвестиций, а разработчик проекта или третья сторона (стороны) осуществят инвестиции позже, но до окончания периода кредитования, то текущая базовая линия должна быть обновлена для этого периода кредитования, или кредитование сокращений выбросов должно быть ограничено периодом до прекращения работы базового оборудования.
 - 4. Оценить достоверность данных и параметров.*
6. Если какие-либо из данных и параметров, которые были определены только в начале периода кредитования и не подвергались мониторингу в течение периода кредитования, больше не действительны, **необходимо обновить** текущую базовую линию для последующего периода кредитования.
7. Если применение п. 1, 2, 3 и 4 подтвердило, что текущая базовая линия, а также данные и параметры остаются действительными для последующего периода кредитования, то данная базовая линия, данные и параметры **могут быть использованы при продлении периода кредитования**. В противном случае — следует перейти к Этапу Б.

Б. Обновление текущей базовой линии, данных и параметров

8. Данный этап применим только в том случае, если любой из п. 1, 2, 3 и/или 4 показал, что текущая базовая линия нуждается в обновлении.
 - 1. Обновление текущей базовой линии*
9. Обновить текущие выбросы в случае реализации базовой линии на последующий период кредитования, без переоценки базового сценария, на основе последней утвержденной версии методологии, применимой к проектной деятельности. Процедура должна

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ.

применяться в контексте отраслевой политики и мер, действующих на момент подачи запроса на продление периода кредитования.

2. Обновление данных и параметров

10. Если выполнение п. 4 показало, что данные и/или параметры, которые были определены в начале периода кредитования и не подвергались мониторингу в течение периода кредитования, в текущий момент времени не действительны, разработчик проекта должен обновить все такие применяемые и используемые данные и параметры.

Приложение 5. Определение остаточного срока службы оборудования

1. Приложение предоставляет руководство для определения оставшегося срока службы базового или проектного оборудования. Руководство может, например, использоваться для проектной деятельности, которая включает замену существующего оборудования новым оборудованием или модернизацию существующего оборудования в рамках мероприятий по повышению энергоэффективности.
2. Руководство содержит процедуры для определения следующего параметра: **Остаточный срок службы (ОС)**. Остаточный срок службы оборудования — это время, в течение которого существующее оборудование может продолжать работать, прежде чем его придется заменить/вывести из эксплуатации по техническим причинам, таким как возраст оборудования, соображения безопасности или ухудшение характеристик. Остаточный срок службы выражается в годах или часах работы.
3. Для проектной деятельности, которая включает несколько видов оборудования, участники проекта могут либо определить остаточный срок службы для каждого вида оборудования, либо определить остаточный срок службы как наиболее консервативный из отдельных остаточных сроков службы оборудования, применив любой из вариантов (а)-(с).
4. Если остаточный срок службы существующего оборудования, которое будет продолжать работать при реализации базовой линии, продлевается из-за реализации проектной деятельности, то учет сокращений выбросов должен быть ограничен самым коротким расчетным оставшимся сроком службы оборудования при реализации базовой линии. Другими словами, следует использовать самый ранний момент времени, когда любое из существующего оборудования должно быть заменено или модернизировано в отсутствие проектной деятельности, если в методологии не указано иное. Принадлежности/компоненты малого оборудования, такие как небольшие насосы, двигатели, клапаны и т.д., которые обычно заменяются в рамках регулярного технического обслуживания, не нужно включать в область применения определения оставшегося срока службы.

Вариант (а): Используйте информацию производителя о техническом сроке службы оборудования и сравните его с датой первого ввода в эксплуатацию

5. В этом варианте остаточный срок службы определяется как разница между техническим сроком службы (technical lifetime) и сроком фактической эксплуатации (operational time).
6. Этот вариант может быть применен только в том случае, если:
 - (а) имеется информация производителя о техническом сроке службы оборудования;
 - (б) участники проекта могут продемонстрировать, что оборудование эксплуатировалось и обслуживалось в соответствии с рекомендациями поставщика оборудования, чтобы гарантировать, что технический срок службы, указанный производителем, не сократился; и
 - (с) отсутствуют графики периодической модернизации/замены или практики плановой модернизации/замены, характерных для данного промышленного объекта, которые требуют досрочной замены оборудования до истечения технического срока службы;
 - (д) оборудование не имеет конструктивных недостатков или дефектов и не имело никаких промышленных аварий, из-за которых оборудование не может работать на номинальных уровнях производительности.
7. Необходимо предоставить документацию, подтверждающую эти условия, например информацию об истории эксплуатации оборудования.

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ.

8. Время эксплуатации должно быть определено на основе истории эксплуатации оборудования с даты его первого ввода в эксплуатацию.
9. В случаях, когда оборудование было модернизировано до начала реализации проектной деятельности или были предприняты меры по повышению энергоэффективности, которые увеличили оставшийся срок службы, технический срок службы, предоставленный поставщиком оборудования, может быть уже не действителен. В этом случае участникам проекта следует придерживаться одного из следующих подходов:
 - (a) Если модернизация была проведена производителем оборудования, то производитель оборудования может предоставить пересмотренную оценку технического срока службы;
 - (b) Применить первоначальный технический срок службы, предоставленный производителем оборудования на момент установки оборудования, если предположение о более коротком сроке службы является консервативным (например, в случае оборудования при реализации базовой линии, которое заменяется в рамках проектной деятельности);
 - (c) Выбрать другие варианты, предусмотренные в данном инструменте для определения оставшегося срока службы.
10. В случае перемещенного оборудования (оборудование, которое уже эксплуатировалось на другом объекте и перевезено на объект проектной деятельности, где оно продолжает работать), при определении срока эксплуатации следует учитывать историю эксплуатации на предыдущем объекте (объектах).

Вариант (b): Получить экспертную оценку

11. В этом варианте для определения остаточного срока службы оборудования можно обратиться к независимому эксперту, имеющему соответствующий опыт в оценке остаточного срока службы для данного типа оборудования. Информация, которая может быть оценена, включает анализ
 - (a) Истории эксплуатации оборудования для выявления прошлых характеристик, модернизации оборудования, ошибок/аварий, повышения/понижения мощности, замены и т.д.;
 - (b) Текущей практики эксплуатации и технического обслуживания;
 - (c) Документированных конкретных отраслевых/промышленных практик модернизации/замены;
 - (d) Проведение испытаний оборудования, таких как исследования магнитных частиц, ультразвуковые испытания, анализ материала и т.д.
12. Эксперт должен задокументировать свои методы и выводы и предоставить экспертную оценку с указанием предполагаемого оставшегося срока службы оборудования. Вся соответствующая документация должна быть представлена в ПТД для проверки.

Вариант (c): Использовать значения по умолчанию

13. В этом варианте участники проекта могут использовать следующие значения по умолчанию для технического срока службы и определить остаточный срок службы как разницу между техническим сроком службы и сроком эксплуатации.
14. Этот вариант может быть применен только в том случае, если:
 - (a) участники проекта могут продемонстрировать, что оборудование эксплуатировалось и обслуживалось в соответствии с рекомендациями поставщика оборудования;

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ.

- (b) отсутствуют графики периодической замены или практика плановой замены, характерные для промышленного объекта, которые требуют досрочной замены оборудования до истечения технического срока службы; и
 - (c) оборудование не имеет конструктивных недостатков или дефектов и не имело промышленных аварий, из-за которых оборудование не может работать на номинальном уровне производительности.
15. Должна быть представлена документация, подтверждающая эти условия, например информация об истории эксплуатации оборудования.
16. Срок эксплуатации должен быть определен на основе истории эксплуатации оборудования с даты его первого ввода в эксплуатацию. В случае перемещенного оборудования (оборудование, которое уже находилось в эксплуатации на другом объекте и которое переносится на объект проектной деятельности, где оно продолжает работать), при определении срока эксплуатации следует учитывать историю эксплуатации на предыдущем объекте (объектах).
17. Для технического срока службы применяются следующие значения по умолчанию:

Оборудование	Значение по умолчанию для технического срока службы
Котлы	25 лет
Паровые турбины	25 лет
Газовые турбины, мощностью до 50 МВт	150 000 часов
Газовые турбины мощностью свыше 50 МВт	200 000 часов
Гидротурбины	150 000 часов
Электродгенераторы с воздушным охлаждением	25 лет
Электродгенераторы с водородным или водяным охлаждением	30 лет
Ветровые турбины, наземные	25 лет
Ветровые турбины, морские	20 лет
Генераторные установки, работающие на дизельном/нефтяном/газовом топливе	50 000 часов
Трансформаторы	30 лет
Нагреватели, охладители, насосы и т.д., используемые в системах отопления, вентиляции и кондиционирования (Heating, ventilation, and air conditioning)	15 лет

Приложение 6. Рекомендуемый подход для определения сетевого коэффициента выбросов (коэффициент выбросов от системы электроснабжения)

1. В настоящее время в Российской Федерации отсутствуют официально публикуемые утвержденные сетевые коэффициенты выбросов парниковых газов (ПГ).
2. При наличии исходных данных, требуемых для расчета сетевого коэффициента выбросов, используемого в базовом и проектном сценариях, разработчик климатического проекта в праве рассчитать его самостоятельно. Для этого рекомендуется использовать Методические указания по количественному определению объема косвенных энергетических выбросов парниковых газов (приказ МПР №330²⁵ от 29.06.2017 г.) и принципы учета косвенных энергетических выбросов, заложенные в ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021²⁶.

Для определения сетевого коэффициента используется региональный метод количественного определения косвенных энергетических выбросов, который отражает среднюю интенсивность выбросов парниковых газов на объектах, генерирующих электрическую и тепловую энергию, которая потребляется организацией (приказ МПР №330).

Согласно ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021 выбросы от импортированной электроэнергии должны быть определены разработчиком проекта количественно с использованием подхода на основе местоположения²⁷ путем применения коэффициента выбросов, который наилучшим образом характеризует соответствующую энергосистему, т.е. выделенную линию передачи, местный, региональный или национальный коэффициент выбросов в среднем по энергосистеме. Усредненные по энергосистеме коэффициенты выбросов должны относиться к выбросам отчетного года, при наличии, или в противном случае самого последнего доступного года. Усредненные по сети коэффициенты выбросов для импортированной электроэнергии должны быть основаны на усредненной структуре потребления из энергосистемы, откуда потребляется электроэнергия.

Сетевые коэффициенты выбросов могут также включать другие косвенные выбросы, связанные с производством электроэнергии, такие как потери при передаче и распределении.

Требования и руководство, описанные в ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021 в отношении электроэнергии, также применимы к потребленным и переданным теплу, водяному пару, охлаждающему и сжатому воздуху.

В случае поступления в сеть энергии от объектов когенерации, необходимо использовать подходы разделения различных форм энергии²⁸.

Ассоциация «НП Совет рынка» и АО «АТС» разработали концепцию расчета и публикации коэффициентов выбросов парниковых газов энергосистемы Российской

²⁵ Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 29.06.2017 № 330 «Об утверждении методических указаний по количественному определению объема косвенных энергетических выбросов парниковых газов»

²⁶ ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Парниковые газы. Часть 1. Требования и Руководство по количественной оценке и отчетности о выбросах и поглощении парниковых газов на уровне организации (утверждены и введены в действие Приказом Росстандарта от 30.09.2021 № 1029-ст)

²⁷ Подход на основе местоположения — это метод количественного определения косвенных выбросов от энергии на основе средних коэффициентов выбросов от производства энергии для определенного географического местоположения, включая местные, региональные или национальные границы.

²⁸ Например, 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 г. №952

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ.

Федерации²⁹. По результатам экспертной оценки независимыми международными аудиторами выдано свидетельство о заверении и получено заключение о валидации³⁰. Предполагается, что в последствии, реализация данной Концепции приведет к разработке и опубликованию данных сетевых коэффициентов. Подходы, изложенные в Концепции, также могут быть использованы разработчиком проекта для расчета коэффициента выбросов энергосистемы.

3. В случае, если рассчитать сетевой коэффициент выбросов самостоятельно невозможно, разработчик проекта может использовать сетевые коэффициенты из следующих источников:

Источник 1. АО «Администратор торговой системы» в тестовом режиме в 2021 г. запустил интернет-ресурс, публикующий в информационных целях сетевой коэффициент выбросов CO₂ для первой синхронной зоны Российской Федерации за различные периоды времени (час, сутки, месяц, год)³¹.

Источник 2. Коэффициенты эмиссии Международного энергетического агентства (далее – МЭА³²). Данные обновляются ежегодно для всей энергосистемы регионов присутствия (в том числе для Российской Федерации) и отражают среднюю углеродоемкость генерации электроэнергии и тепла.

Источник 3. Глобальное партнерство «Climate Transparency» разрабатывает климатические показатели стран G20. Агентство ежегодно публикует открытые отчеты стран G20³³, включая средний коэффициент энергетических выбросов.

4. Методы и подходы, применяемые к определению сетевого коэффициента следует задокументировать и указать в ПТД. Необходимо обосновать выбранную методологию расчета, раскрыть информацию об источнике используемых исходных данных, прозрачно и точно задокументировать собственную процедуру расчета сетевого коэффициента или описать свойства выбранного и применяемого сетевого коэффициента.

²⁹ Концепция расчета и публикации коэффициентов выбросов парниковых газов энергосистемы Российской Федерации URL: https://www.np-sr.ru/sites/default/files/konceptiya_kev.pdf

³⁰ В рамках процедуры валидации проведена детальная проверка Концепции на ее соответствие требованиям основных международных стандартов в области учета и отчетности о выбросах парниковых газов (TÜV AUSTRIA). По итогам проверки Концепция признана международными экспертами соответствующей высоким международным стандартам и передовому мировому опыту расчета коэффициентов выбросов энергосистем. URL: https://www.np-sr.ru/sites/default/files/zaklyuchenie_o_validacii_koncepcii.pdf

³¹ URL: <https://www.atsenergo.ru/results/co2>

³² URL: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/emissions-factors-2021>

³³ URL: <https://www.climate-transparency.org/g20-climate-performance/g20report2021#1531904804037-423d5c88-a7a7>