

Методология реализации климатического проекта № 0019

**УВЕЛИЧЕНИЕ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА СУЩЕСТВУЮЩИХ
ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ ЗА СЧЕТ ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖКИ
ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ИЛИ ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ**

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

Версия 3.0

29 сентября 2023 г.

Содержание

1. Термины и определения	3
2. Применимость методологии, границы проекта	5
3. Определение базовой линии	7
4. Период кредитования проекта.....	14
5. Дополнительность	14
6. Требования к плану мониторинга.....	16
7. Проектный сценарий	34
8. Оценка выбросов от утечек в ходе проектной деятельности.....	35
9. Анализ риска непостоянства	35
10. Методы предотвращения двойного учета, негативного воздействия на окружающую среду и общество	35
11. Рекомендации в отношении изменения или сохранения базовой линии в случае продления периода кредитования и проектной деятельности.....	36
12. Нормативные ссылки	36
Приложение 1. Управление рисками	38
Приложение 2. Рекомендуемый подход для определения сетевого коэффициента выбросов (коэффициент выбросов от системы электроснабжения).....	39
Приложение 3. Определение остаточного срока службы оборудования.....	41

1. Термины и определения

- 1.1. В настоящей методологии применяются определения и термины, содержащиеся в российских нормативных документах и национальных стандартах.
- 1.2. Разработчику климатического проекта рекомендуется использовать термины и определения, используемые в данной методологии:
 - 1.2.1. **Система поддержки принятия решений (СППР)** – интегрированный набор компьютерных программ (модулей), которые используют методы прогнозирования, а также методы оптимизации и моделирования для оптимизации долгосрочных и краткосрочных выгод от работы энергосистемы. Таким образом, СППР поддерживает принятие сложных решений в комплексных ситуациях и повышает их эффективность.
 - 1.2.2. **Гидроэлектростанция** – комплекс гидротехнических сооружений и оборудования для преобразования потенциальной энергии водотока в электрическую энергию.
 - 1.2.3. **Гидроагрегат** – агрегат, состоящий из гидравлической турбины и гидрогенератора¹.
 - 1.2.4. **Период кредитования** – период, в течение которого верифицированные и сертифицированные сокращения выбросов ПГ или увеличение чистой антропогенной абсорбции ПГ поглотителями (в зависимости от ситуации), связанные с деятельностью по климатическому проекту, 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.
 - 1.2.5. **Проектно-техническая документация (ПТД)** – основная документация, используемая разработчиками проекта для демонстрации и описания информации о предполагаемом климатическом проекте для представления в органы по валидации/верификации и реестр углеродных единиц.
 - 1.2.6. **Реконструкция** (англ. Reconstruction) – 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 продукции. 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 явлений, не соответствующие требованиям санитарных норм и экологии.

¹ В соответствии с ГОСТ Р 55260.4.1-2013 «Технологическая часть гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций».

1.2.7. Модернизация (достройка, дооборудование, замена², англ. Modernization) – работы, вызванные изменением технологического или служебного назначения оборудования, здания, сооружения или иного объекта амортизируемых основных средств, повышенными нагрузками и/или другими новыми качествами³, 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.

1.2.8. Водохранилище – искусственный водоем, образованный водоподпорным сооружением, заполнением водой впадины или обвалованной территории с целью хранения воды и/или регулирования стока специальными сооружениями, создания подпора^{4, 5}.

1.2.9. Капитальный ремонт (англ. Overhaul)⁶ – 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 проектным⁷.

² 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.

³ 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.

⁴ ГОСТ Р 70214-2022. Гидротехника. Основные понятия. Термины и определения.

⁵ Методологии-референс, разработанные в рамках Механизма чистого развития (АСМ0002), используют для данного термина следующую трактовку: **Водохранилище** (англ. Reservoir) – водоем, созданный для хранения воды, как правило, путем строительства плотины.

⁶ 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.

⁷ 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).

2. Применимость методологии, границы проекта

- 2.1. Настоящая методология подготовлена на основе существующих методологий, разработанных в рамках Механизма чистого развития (АМ0052 и АСМ0002), и включает в себя их адаптацию под действующие российские нормативно-правовые акты и стандарты.
- 2.2. Эта методология применима к двум типам проектов:
- I. Проекты первого типа, включающие существующие гидроэнергетические системы, подключенные к энергосети, которые могут включать в себя несколько гидроэнергетических установок (гидроагрегатов), соединенных в каскад, включая гидроагрегаты как в русле реки, так и на базе водохранилища, где проектная деятельность увеличивает годовую выработку электроэнергии за счет введения системы поддержки принятия решений (СППР).
 - II. Проекты второго типа, включающие капитальный ремонт, реконструкцию, модернизацию существующей электростанции, использующей возобновляемые источники энергии и поставляющей электроэнергию в сеть. Основным видом действий по сокращению выбросов ПГ в данном типе проекта является возобновляемая энергия, т. е. предполагается полное или частичное замещение электроэнергии, которая поступала бы в сеть, менее углеродоемкой.
- 2.3. В случае изменений в нормативно-правовой базе Российской Федерации, регулирующей выбросы ПГ, данная методология подлежит пересмотру, чтобы учесть соответствующие изменения.
- 2.4. Методика применима при следующих условиях в случае проектов первого типа:
- 2.4.1 для гидроэнергетических систем, работа которых в настоящее время не оптимизируется с использованием СППР, средств управления оптимизацией или моделирования;
 - 2.4.2 для гидроэнергетических систем, где, как минимум, имеются зарегистрированные данные за три полных года для установления базовой зависимости между расходом воды и выработкой электроэнергии.
 - 2.4.3 Гидроагрегаты, охваченные проектной деятельностью, не подвергались и не будут подвергаться значительной модернизации, помимо базового обслуживания, которая может повлиять на генерирующую мощность и/или ожидаемые уровни операционной эффективности в течение кредитного периода.
 - 2.4.4 В тех случаях, когда в течение периода, за который собраны данные для определения базовой линии, или в течение периода кредитования не были и не будут внесены существенные изменения в размер водохранилища (например, увеличение высоты плотины) или другие ключевые физические элементы системы (например, каналы, водосливы), которые могли бы повлиять на потоки воды в границах проекта.
 - 2.4.5 Проектная деятельность включает только оптимизацию составов и режимов работы гидроагрегатов в условиях текущих значений мощности, которые производили и поставляли электроэнергию в электроэнергетическую систему в течение года (лет), для которых были собраны исторические данные для определения базовой линии.
 - 2.4.6 За границами проекта должны отсутствовать последующие сооружения гидроузлов (образующие один каскад), расположенные вниз по течению реки, или, при их наличии, ближайший гидроузел ниже по течению после границ проекта должен

иметь возможность не менее 24 часов регулировать максимальный расход с узлов, расположенных вверх по течению.⁸

2.5. Методика применима при следующих условиях в случае проектов второго типа по производству электроэнергии из возобновляемых источников энергии, подключенных к сети, которые включают в себя:

- 2.5.1. капитальный ремонт существующей действующей электростанции;
- 2.5.2. реконструкцию существующей электростанции или модернизацию/техническое перевооружение существующей электростанции.
- 2.5.3. Проект реализуется на гидроэлектростанции с водохранилищем или без него.
- 2.5.4. Проектная деятельность осуществляется в одном или нескольких водохранилищах без изменения объема любого из водохранилищ.
- 2.5.5. В случае капитального ремонта, реконструкции и/или модернизации данная методология применима только в том случае, если наиболее правдоподобный базовый сценарий (определенный в результате анализа сценариев) является «продолжением текущей ситуации, то есть использованием оборудования для производства электроэнергии, которое уже использовалось до реализации проектной деятельности, и проведением обычного технического обслуживания».
- 2.5.6. В случае капитального ремонта, реконструкции или модернизации эксплуатация существующей электростанции началась минимум пять лет назад. Это минимальный исторический период, используемый для расчета базовых выбросов, как указано в разделе, посвященном базовым выбросам, и в промежутке между началом этого минимального исторического периода и реализацией проектной деятельности не проводилось расширение мощности, капитальный ремонт или реконструкция электростанции.

2.6 Границы проекта включают в себя проектную электростанцию и все электростанции, физически подключенные к системе электроснабжения, к которой подключена проектная электростанция.

2.7 Для определения базовой линии разработчики проекта должны учитывать только выбросы CO₂ от производства электроэнергии на электростанциях, работающих на ископаемом топливе, которые вытесняются из-за проектной деятельности. Коэффициент выбросов в сеть будет рассчитываться в соответствии с утвержденным «Приложением 2». Краткий обзор парниковых газов и источников, включенных в границы проекта, а также обоснование/объяснение того, какие парниковые газы и источники не включены, представлены в таблице 1.

Таблица 1. Источники выбросов, включенные или исключенные из границ проекта

⁸ Суточная производительность в кубических метрах = максимальный наблюдаемый годовой расход (м³/с) * 24 часа * 3600 с/час * 0,5. Обратите внимание, что коэффициент 0,5 показывает, что объем водохранилища должен составлять 50% от объема потока, чтобы повторно зарегулировать приток до среднесуточного значения.

Источник		Газ	Включено	Обоснование/объяснение
Базовая линия		CO ₂	Да	CO ₂ выделяется при сжигании ископаемого топлива для выработки электроэнергии. Проектная деятельность заменит эти ископаемые виды топлива на повышенную выработку гидроэнергии
		CH ₄	Нет	-
		N ₂ O	Нет	-
Проектный сценарий		CO ₂	Нет	Что касается проектных выбросов, проект расширяет использование существующих гидроэнергетических мощностей для выработки дополнительной гидроэлектроэнергии. Ископаемое топливо не будет использоваться для производства этой дополнительной электроэнергии и, следовательно, не будет выбросов в рамках осуществления проекта
		CH ₄	Нет	-
		N ₂ O	Нет	-

3. Определение базовой линии

3.1. Базовая линия⁹ устанавливается консервативным способом¹⁰ для ситуации реализации деятельности в обычном режиме, в том числе, с учетом всех действующих политик и мер, но без учета дополнительных мероприятий проекта (модель «Бизнес в обычном режиме»)¹¹. Разработчик проекта может применить один из приведенных ниже подходов. Данное требование соответствует рекомендациям из решения по статье 6.4 Парижского соглашения¹². Разработчик проекта может выбрать один из приведенных ниже подходов (пункты 3.1.1-3.1.3) к установлению базовой линии с обоснованием целесообразности выбора:

3.1.1. Наилучшие доступные технологии, которые представляют собой экономически обоснованный и экологически безопасный порядок действий.

3.1.2. Практика сравнения бизнес-процессов и показателей эффективности с лучшими отраслевыми показателями и передовым опытом других компаний, как минимум на

⁹ Базовая линия по парниковым газам; базовая линия по ПГ (greenhouse gas baseline; GHG baseline) – количественно определенная точка (точки) отсчета выбросов ПГ и/или поглощения ПГ, которая наступила бы в отсутствие проекта по ПГ, выражающая базовый сценарий, относительно которого проводятся сравнения проектных выбросов и поглощений ПГ (ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Газы парниковые. Часть 2).

¹⁰ Расчет базовой линии считается консервативным, если не будет завышена конечная оценка сокращений выбросов в результате реализации проектной деятельности. При возникновении сомнений, разработчику проекта лучше использовать значения, приводящие к занижению прогноза базовой линии.

¹¹ Прим. ред. – Business as usual. Установленный принцип, когда не предпринимается никаких действий по сокращению антропогенных выбросов парниковых газов.

¹² https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cma2021_10a01E.pdf, стр. 34, В – methodologies.

среднем уровне выбросов 20% наиболее эффективных сопоставимых видов деятельности, обеспечивающих аналогичные результаты и услуги в определенной сфере в аналогичных социальных, экономических, экологических и технологических условиях (далее – амбициозный/эталонный сравнительный подход).

- 3.1.3. Подход, основанный на текущих (фактических) или исторических выбросах, скорректированных в сторону уменьшения не менее чем на 5%, если иное не предусмотрено методологией проекта.
- 3.2. В данной методологии подробно представлен расчет базовых выбросов для подхода 3.1.3 (текущие или исторические выбросы).
- 3.3. Оценка базовых выбросов производится в шесть этапов, описанных далее. Если генерирующие установки, входящие в границы проекта, где реализуется СППР, не имеют общего подключенного источника воды, оценка базовых выбросов будет суммой базовых выбросов, рассчитанных с использованием шагов с 1 по 6 для каждого водотока в отдельности (пункты 3.5 – 3.17).
- 3.4. Перед внедрением Системы поддержки принятия решений должен быть подготовлен Журнал данных, содержащий все функциональные взаимосвязи для каждого генерирующего блока, включая функции формирования потока.
- 3.5. **Шаг 1:** Соберите данные для оценки базовой зависимости расхода воды и выработки электроэнергии (расход-выпуск). Соотношение расход-выпуск разрабатывается на основе исходных данных, собранных для каждого гидроблока и водосброса в пределах границ проекта. Все имеющиеся данные за последние три календарных года должны быть собраны и использованы в соответствии с приведенной ниже методологией. В случаях, когда используются данные за меньший временной период, орган по валидации/верификации должен проверить, действительно ли отсутствуют данные за более длительный период. В соответствии с условиями применимости должны использоваться данные как минимум за один календарный год.
- 3.6. **Шаг 2:** Оцените средний еженедельный базовый расход воды для каждой недели в году (через гидроагрегаты и водосливы). Недельный расход (Q_x) представляет собой сумму расхода воды через гидроагрегат(ы) и водослив(ы), рассчитанную на почасовой основе, с использованием уравнения 1:

$$Q_x = \sum_{hpu=1}^N \sum_{h=1}^{168} Q_{hpu,h} + \sum_{SW=1}^M \sum_{h=1}^{168} Q_{SW,h} \quad (1)$$

Где:

Q_x – Недельный расход x для каждого участка генерации (m^3 /неделя);

$Q_{hpu,h}$ – Расход воды через генерирующую установку hpu в течение часа h недели x , рассчитанный с использованием отношения, представленного в уравнении 2 (m^3 /час);

$Q_{SW,h}$ – Расход воды через водосброс SW за час h в течение недели x , рассчитанный по уравнению 3 (m^3 /час);

N – Общее количество генерирующих установок hpu на территории проекта на одном водотоке (число);

M – Общее количество водосбросов в пределах границ проекта на одном водотоке (число).

3.7. Шаг 2а: Рассчитайте расход воды через гидроагрегаты. Часовой расход воды через каждый гидроагрегат определяется с использованием записей измеренной выходной мощности за этот час и характеристик гидроагрегата. Для этой цели для каждого гидроагрегата строится полиномиальная кривая («универсальная характеристика»), которая точно определяет его мощность в зависимости от расхода и напора воды. Форма кривой потока-генерации для каждого генерирующего агрегата представлена полиномиальным уравнением третьего порядка, которое связывает измеренную выходную мощность с измеренным напором и расходом воды с помощью уравнений 2-6:

$$EG_{hru,h} = a + b \times Q_{hru,h} + c \times Q_{hru,h}^2 + d \times Q_{hru,h}^3 \quad (2)$$

$$a = a_1 + a_2 \times H_{hru} + a_3 \times H_{hru}^2 \quad (3)$$

$$b = b_1 + b_2 \times H_{hru} + b_3 \times H_{hru}^2 \quad (4)$$

$$c = c_1 + c_2 \times H_{hru} + c_3 \times H_{hru}^2 \quad (5)$$

$$d = d_1 + d_2 \times H_{hru} + d_3 \times H_{hru}^2 \quad (6)$$

Где:

$EG_{hru,h}$ – Наблюдаемая выходная мощность гидроагрегата hru за час h в течение недели x (МВт·ч);

a, b, c, d – Коэффициенты, являющиеся функцией напора, рассчитанные по приведенным выше уравнениям;

$Q_{hru,h}$ – Расход воды через гидроагрегат hru в течение часа h ($m^3/час$);

a_i, b_i, c_i, d_i – Коэффициенты полинома мощности для каждой генерирующей установки на основе полиномиальных кривых («универсальных характеристик»), предоставленных владельцем или производителем;

H_{hru} – Напор, действующий на гидроагрегат hru (уровень верхнего бьефа минус уровень нижнего бьефа) за каждый час h (м).

3.8. Шаг 2б: Рассчитайте расход в водосбросе. Расходы воды в водосбросе рассчитываются с применением «оценочного/расчетного уравнения», которое связывает расход воды через отверстие затвора водосброса с контролируемыми параметрами – уровнем воды и открытием затвора¹³. Расчетное уравнение, предоставленное владельцем и/или изготовителем оборудования, должно использоваться для оценки расходов водосброса. Например, типичное уравнение для перелива водосброса с частично открытым радиальным затвором:

$$Q_{SW,h} = C_o \times L_e \times O \times (WL_h - E_{sill})^E \times 3600 \quad (7)$$

Где:

$Q_{SW,h}$ – Часовой расход водосброса ($m^3/час$);

C_o – Коэффициент, взятый из данных производителя/владельца;

¹³ Design of Small Dams, US Bureau of the Interior, Bureau of Reclamation, Chapter IX, Spillways Water Resources Engineering, Linsley and Franzini, McGraw Hill.

- L_e – Длина ворот в собранном виде (м);
- O – Вертикальное раскрытие (м);
- WL_h – Уровень воды в час h (м);
- E_{sill} – Высота порога водосброса (м);
- E – Коэффициент, взятый из данных производителя/владельца.

3.9. Расходы водосброса должны рассчитываться за каждый час и агрегироваться еженедельно в течение года. Эти значения используются на шаге 3.

3.10. **Шаг 3: Установите взаимосвязь поток-выпуск (нормализация).** Сведите в таблицу (табуляция) суммарный недельный расход воды (поток-выпуск), рассчитанный на предыдущем шаге, вместе с зарегистрированным производством электроэнергии в течение соответствующей недели базового периода¹⁴. График данных должен быть осмотрен визуально, чтобы убедиться, что данные равномерно распределены по всему диапазону зарегистрированного еженедельного общего стока. Оцените взаимосвязь между *общим недельным расходом воды* и *общим недельным производством электроэнергии* для базовой линии с помощью регрессионного анализа, используя форму полиномиального уравнения.

3.11. Расчетное уравнение должно иметь вид:

$$EG_x = f(Q_x) = a + b_1xQ_x + b_2xQ_x^2 + \dots + b_nxQ_x^n \quad (8)$$

$$EG_x = \sum_{hpu=1}^N \sum_{h=1}^{168} (EG_{hpu,h}) \quad (9)$$

Где:

EG_x – Зарегистрированное значение выработки электроэнергии за неделю x , оцениваемое как сумма зарегистрированных наблюдений за выработкой электроэнергии на каждом из гидроагрегатов hpu в час h на неделе x (МВт·ч);

Q_x – Расчетное значение расхода воды на неделе x , рассчитанное согласно шагу 2 (м³/неделя);

$a, b_1 \dots b_n$ – коэффициенты оцениваемого уравнения регрессии.

3.12. Оцениваемая зависимость должна носить монотонный характер, т. е. наклон функции должен быть неотрицательным во всех точках функции¹⁵. Критерии определения степени многочлена n следующие:

- Значение n , для которого скорректированный R^2 уравнения является самым высоким;
- Оценки параметров a, b_1, \dots, b_n значимы при 5-процентном доверительном уровне.

3.13. **Шаг 4: Определите базовую выработку электроэнергии.** Используйте отношение расход-выпуск, определенное в уравнении 4, чтобы оценить базовый объем

¹⁴ Период до реализации проектной деятельности. То есть, необходимо сравнивать данные одной недели. Недели проектного периода и базового периода.

¹⁵ Функция $EG = f(Q)$ **монотонна**, если всякий раз, когда $Q_x \leq Q_y$, то $EG_x \leq EG_y$

производства электроэнергии в течение каждой недели периода проекта ($EG_{BL,x}$) и просуммируйте его для каждой недели года y .

$$EG_{BL,y} = \sum_{x=1}^{52} EG^{B1} \quad (10)$$

$$EG_{BL,x} = f(Q_x^{Pr}) + 1x96xSE(f(Q_x^{Pr})) \quad (11)$$

Где:

EG^{B1} – Расчетное количество электроэнергии, которое могло бы быть произведено в соответствии с расходом воды, рассчитанным на неделе x периода кредитования проекта y (МВт·ч);

Q_x^{Pr} – Поток за неделю x , измеренный в течение проектного года y ($m^3/неделя$);

SE – Стандартная ошибка оценки. Более подробно см. приложение к методике АМ0052.

3.14. Обратите внимание, что из-за включения второго члена в уравнение 7 существует только 5-процентная вероятность того, что предполагаемый базовый объем производства будет занижен уравнением. Таким образом, существует только 5-процентная вероятность того, что недельный прирост производства энергии будет завышен.

3.15. Чтобы быть консервативным, разработчик проекта не должен стремиться претендовать на признание каких-либо еженедельных результатов проекта, в которых поток (Q_x^{Pr}) выходит за зарегистрированные границы базовых данных. Это дает разработчику проекта стимул использовать исходные данные за как можно большее количество лет. Это также позволяет консервативно и точно нормализовать данные базовой линии при изменении климата и при различных режимах отбора.

3.16. Исключение любых выпадающих данных должно быть задокументировано с четким обоснованием (нетипичные обстоятельства, такие как отключение электроэнергии, неисправность основного оборудования и его ремонт) и проверено органом по верификации/валидации. В течение проектного года разработчик проекта не сможет требовать каких-либо сокращений выбросов в те недели, когда происходят серьезные нетипичные обстоятельства.

3.17. **Шаг 5: Расчет выработки электроэнергии по проекту.** Общее производство электроэнергии в рамках проектной деятельности EG_y в году y рассчитывается следующим образом:

$$EG_{Pr,y} = \sum_{x=1}^{52} \sum_{hpu=1}^N EG_{Pr,hpu,x} \quad (13)$$

Где:

$EG_{Pr,y}$ – Электроэнергия, произведенная в период реализации проекта в году y (МВт·ч);

$EG_{Pr,hpu,y}$ – Суммарная электроэнергия, выработанная гидроагрегатом hpu за неделю x года y (МВт·ч). Принимается, что в году в среднем 52 недели.

3.18. Шаг 6: Уровень выбросов по базовой линии. Расчёт базовых выбросов (BE) производится следующим образом:

$$BE = (EG_{Pr,y} - EG_{Bl,y}) \times EF_{grid,y} \quad (14)$$

Где:

$EF_{grid,y}$ – Сетевой коэффициент выбросов CO₂ в году y энергосети, к которой подключена электростанция (см. Приложение 2) (тонн CO₂/МВт·ч).

3.18 Если проектная деятельность представляет собой капитальный ремонт или реконструкцию, или модернизацию существующей электростанции, применяется следующая процедура определения выбросов базовой линии (см. пункты 3.19-3.28):

3.19 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. Выбросы в случае реализации базовой линии рассчитываются следующим образом:

$$BE_y = EG_{PJ,y} \times EF_{grid,CM,y} \quad (15)$$

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 2 (тCO₂/МВтч)

3.20 Если проектная деятельность представляет собой капитальный ремонт или реконструкцию, или модернизацию существующей электростанции на возобновляемых источниках энергии, подключенной к сети, в методологии используются исторические данные по выработке электроэнергии для определения выработки электроэнергии существующей электростанцией в базовом сценарии, предполагая, что историческая ситуация, наблюдаемая до реализации проектной деятельности, будет продолжаться.

3.21 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 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.

3.22 Расчет количества чистой выработки электроэнергии. $EG_{PJ,y}$ производится следующим способом:

$$EG_{PJ,y} = EG_{facility,y} - (EG_{historical} + \sigma_{historical}); \text{until } DATE_{BaselineOverhaul} \quad (16)$$

и

$$EG_{PJ,y} = 0; \text{on/after } DATE_{BaselineOverhaul} \quad (17)$$

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

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

$$EG_{PJ,y} = 0 \quad (18)$$

3.24 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.

- 3.25 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: последним увеличением электрической мощности электростанции; или
 - (iii) если применимо: последним капитальным ремонтом или реконструкцией электростанции.
- 3.26 В случае реконструкции, когда электростанция не работала в течение последних пяти календарных лет перед началом реконструкции, $EG_{historical}$ равен нулю.
- 3.27 Расчет $DATE_{BaselineOverhaul}$: для оценки момента времени, когда существующее оборудование потребует модернизации/капитального ремонта в отсутствие проектной деятельности ($DATE_{Baseline Overhaul}$), участники проекта могут принять во внимание типичный средний технический срок службы оборудования данного типа, который должен быть определен и задокументирован в соответствии с Приложением 3.
- 3.28 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. Период кредитования проекта

- 4.1. Дата начала проектной деятельности не регламентируется.
- 4.2. Период кредитования для проектов по сокращению выбросов составляет максимум 5 лет с возможностью продления максимум два раза по 5 лет или максимум 10 лет без возможности продления.
- 4.3. Период кредитования начинается не ранее чем за 5 лет до подачи документов на валидацию для проектов, прошедших валидацию до 31 декабря 2025 года, и не ранее чем за 2 года до подачи документов на валидацию для проектов, прошедших валидацию после 1 января 2026 года.
- 4.4. Дополнительность и базовая линия должны оцениваться на момент начала кредитного периода и подтверждаться либо пересматриваться на момент начала следующего 5-летнего этапа, если проект проводится в 3 фазы по 5 лет.

5. Дополнительность

- 5.1. Дополнительность должна быть продемонстрирована в соответствии с Руководством №1 «Обоснование дополнительности проектной деятельности».

- 5.2. Разработчику проекта необходимо в ПТД продемонстрировать дополнительную проектной деятельности. В пунктах 5.3-5.4 приводится поясняющая информация по внедрению СППР в рамках данной методологии и Руководства «Обоснование дополнительной проектной деятельности».
- 5.3. Для определения альтернатив проектной деятельности в соответствии с действующими законами и нормативными актами разработчику проекта следует рассмотреть следующие альтернативы:
- a) *Альтернатива а:* Продолжение существующей практики управления водными ресурсами.
 - b) *Альтернатива b:* Изменения в работе гидросистемы или сооружений, включая высоту плотины, замену турбины, размеры водосброса и другие изменения, которые могут существенно повлиять на соотношение расход-производительность.
 - c) *Альтернатива с:* Предлагаемая деятельность по проекту, не осуществляемая в качестве деятельности по климатическому проекту.
- 5.4. Для демонстрации того, что предлагаемая проектная деятельность не рассматривается как «общая практика», необходимо привести обоснование. Разработчик проекта может опросить электроэнергетические компании в выбранной стране или регионе, а также производителей программного обеспечения/технологий оптимизации СППР, чтобы оценить, насколько распространена деятельность в рамках заявленного проекта.
- 5.5. В случае капитального ремонта или модернизации существующей гидроэлектростанции 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.
- 5.6. Для определения альтернатив проектной деятельности в соответствии с действующими законами и нормативными актами для проектов, включающих в себя капитальный ремонт, реконструкцию или модернизацию существующей гидроэлектростанции, разработчику проекта следует рассмотреть следующие альтернативы:
- a) *Альтернатива а:* Продолжение текущей практики управления ГЭС с существующим оборудованием.
 - b) *Альтернатива b:* 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.
 - c) *Альтернатива с:* 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.

- 5.7 Альтернативы, предложенные в этом разделе, являются ориентировочными. Разработчику проекта предлагается предложить другие возможные альтернативы.

6. Требования к плану мониторинга

- 6.1. Все данные, которые являются частью мониторинга выбросов по проекту, должны архивироваться в электронном виде и храниться не менее двух лет после окончания последнего периода кредитования. Все параметры (100% данных), необходимые для количественного определения выбросов, быть частью системы мониторинга выбросов (если не указано иное). Все измерения должны проводиться с помощью калиброванного измерительного оборудования в соответствии с отраслевыми стандартами. Перечень параметров, подлежащих мониторингу, приведен ниже в таблицах 2-15.
- 6.2. 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 иных параметров. Данные должны быть представлены таким образом, чтобы можно было воспроизвести расчет..
- 6.3. Разработчику проекта необходимо отразить в ПТД информацию о применяемой системе обеспечения/контроля качества данных. Это могут быть сведения, касающиеся процедур сбора данных и/или осуществления полевых замеров, включая процедуры обучения линейного персонала, положения об увеличении скорости отклика, фиксации случаев отклонений, отказов и прочих источников отсутствия отклика, и связанных с ними проблем. В плане должна быть отражена общая стратегия обеспечения/контроля качества. Она должна включать в себя порядок определения выпадающих данных и указания относительно того, при каких обстоятельствах выпадающие данные/замеры могут быть исключены и/или заменены.
- 6.4. Для проектов, относящихся к внедрению СППР, следует дополнительно учитывать пункты 6.5-6.8. Перечень параметров, необходимых для контроля и мониторинга выбросов, относящихся к проектам внедрения СППР, представлен в таблицах 2-13.
- 6.5. Следующие данные для оценки базовой зависимости между выработкой электроэнергии и расходом воды должны быть заархивированы:
 - a) все притоки воды и соответствующие им гидроагрегаты, входящие в проектную зону ГЭС;
 - b) соответствующие параметры каждого гидроагрегата, плотины водохранилища и характеристики водосброса для проверки условий применимости;
 - c) почасовая выработка электроэнергии каждым гидроагрегатом в границах проекта;
 - d) параметры расчетного уравнения для оценки расхода воды через водосбросы;
 - e) расчетные параметры взаимосвязи между выработкой электроэнергии и расходом воды, оцененные на шаге 3 раздела «Определение базовой линии» данной методологии.

- 6.6. Следующие данные для оценки базовой зависимости между выработкой электроэнергии и индексом потока должны быть заархивированы:
- расчетный расход воды за каждый час кредитного периода;
 - прогнозная (модельная) оценка выработки электроэнергии по базовому сценарию, соответствующая индексу потока;
 - проектная выработка электроэнергии.
- 6.7. Кроме того, необходимо контролировать различные элементы гидросистемы (изменения работы и эксплуатации турбин, плотин и т. д.), чтобы обеспечить постоянное соблюдение условий применимости.
- 6.8. Дополнительно разработчик проекта может применять основные положения инструмента CDM «Baseline, project and/or leakage emissions from electricity consumption and monitoring of electricity generation» для мониторинга $EG_{grid,x}$, $EG_{Pt,x}$ и др. параметров.

Таблица 2. Данные / Параметры, подлежащие мониторингу

Данные/Параметр:	$EF_{grid,y}$
Единица измерения:	кг CO ₂ /МВт*ч
Описание:	Сетевой коэффициент выбросов энергосети, к которой подключена электростанция, в году у
Источник данных:	Метод расчета. См. Приложение 2.
Порядок проведения измерений (при наличии):	-
Периодичность мониторинга:	Годовое агрегирование
Комментарии:	-

Таблица 3. Данные / Параметры, подлежащие мониторингу

Данные/Параметр:	Глубина верхнего бьефа
Единица измерения:	м
Описание:	Глубина верхнего бьефа
Источник данных:	Журнал данных операций на ГЭС. Приборы могут быть установлены или в точке отбора давления, или в удобном для обслуживания месте здания ГЭС
Порядок проведения измерений (при наличии):	Почасовые записи данных для каждого гидроагрегата в границах проекта за год, предшествующий реализации проектной деятельности, должны использоваться для характеристики базового сценария. Данные должны храниться до двух лет после окончания кредитного периода

Периодичность мониторинга:	Ежечасно
Процедуры обеспечения и контроля качества:	Система мониторинга, используемая СППР, будет собирать и архивировать эти высокоточные данные. Счетчики должны проверяться ежегодно и калиброваться в соответствии с рекомендациями изготовителя. Измерительные приборы, как правило, точны до +/- одной десятой или сотой доли процента. Во всех измерениях должно использоваться калиброванное измерительное оборудование, которое регулярно обслуживается и проверяется на предмет работоспособности
Комментарии:	-

Таблица 4. Данные / Параметры, подлежащие мониторингу

Данные/Параметр:	Глубина нижнего бьефа
Единица измерения:	м
Описание:	Глубина нижнего бьефа
Источник данных:	Журнал данных операций на ГЭС. Измерение уровней нижнего бьефа осуществляется на выходе воды из отсасывающих труб гидромашин и на отводящем канале в створе установившегося движения потока воды при работающих водосбросах
Порядок проведения измерений (при наличии):	Почасовые записи данных для каждого гидроагрегата в границах проекта за год, предшествующий реализации проектной деятельности, должны использоваться для характеристики базового сценария. Данные должны храниться до двух лет после окончания кредитного периода
Периодичность мониторинга:	Ежечасно
Процедуры обеспечения и контроля качества:	Система мониторинга, используемая СППР, будет собирать и архивировать эти высокоточные данные. Счетчики должны проверяться ежегодно и калиброваться в соответствии с рекомендациями изготовителя. Измерительные приборы, как правило, точны до +/- одной десятой или сотой доли процента. Во всех измерениях должно использоваться калиброванное измерительное оборудование, которое регулярно обслуживается и проверяется на предмет работоспособности
Комментарии:	-

Таблица 5. Данные / Параметры, подлежащие мониторингу

Данные/Параметр:	N
Единица измерения:	Шт.
Описание:	Общее количество генерирующих установок h_{pi} на территории проекта на одном водотоке
Источник данных:	Данные ГЭС
Порядок проведения измерений (при наличии):	Необходимо определить количество гидроагрегатов на территории проекта на одном водотоке. Данные должны храниться до двух лет после окончания кредитного периода
Периодичность мониторинга:	Параметр должен проверяться ежегодно и сравниваться с исходными данными
Процедуры обеспечения и контроля качества:	-
Комментарии:	-

Таблица 6. Данные / Параметры, подлежащие мониторингу

Данные/Параметр:	M
Единица измерения:	Шт.
Описание:	Общее количество водосбросов в пределах границ проекта на одном водотоке
Источник данных:	Данные ГЭС
Порядок проведения измерений (при наличии):	Необходимо определить количество водосбросов на территории проекта на одном водотоке. Данные должны храниться до двух лет после окончания кредитного периода
Периодичность мониторинга:	Параметр должен проверяться ежегодно и сравниваться с исходными данными
Процедуры обеспечения и контроля качества:	-
Комментарии:	-

Таблица 7. Данные / Параметры, подлежащие мониторингу

Данные/Параметр:	a_i, b_i, c_i and d_i
Единица измерения:	

Описание:	Коэффициенты полинома мощности для каждого гидроагрегата ГЭС могут быть найдены с использованием линейных или полиномиальных аппроксимирующих функций (уравнений) третьего порядка («универсальная характеристика»). С помощью данных моделей определяется трехмерное соотношение между выходной мощностью, напором и расходом воды на гидроагрегатах
Источник данных:	Данные изготовителя/владельца
Порядок проведения измерений (при наличии):	«Универсальная характеристика» должна быть включена в специальный журнал технических параметров для каждого гидроагрегата ГЭС в границах проекта. Она, по сути, отражает параметры, полученные при помощи уравнения 2.
Периодичность мониторинга:	Параметр должен проверяться ежегодно и сравниваться с исходными данными. Универсальные характеристики гидроагрегатов статичны и существенно не меняются в течение срока действия проекта. Любые изменения в работе гидроагрегата, какими бы маловероятными они ни были, будут в сторону ухудшения состояния (функционирования) агрегата, то есть приведут к более консервативным результатам проекта (т. е. к уменьшению выработки электроэнергии в проектный период).
Процедуры обеспечения и контроля качества:	-
Комментарии:	-

Таблица 8. Данные / Параметры, подлежащие мониторингу

Данные/Параметр:	С₀
Единица измерения:	
Описание:	Коэффициент принимается по данным изготовителя / ГЭС
Источник данных:	Данные завода-изготовителя / фактические данные ГЭС / конструкционный параметр / рабочий расчетный параметр
Порядок проведения измерений (при наличии):	Точные данные получают с использованием уравнения, предоставленного техническими специалистами ГЭС
Периодичность мониторинга:	Параметр должен проверяться ежегодно и сравниваться с исходными данными
Процедуры обеспечения и контроля качества:	-
Комментарии:	-

Таблица 9. Данные / Параметры, подлежащие мониторингу

Данные/Параметр:	L_e
Единица измерения:	м
Описание:	Длина затворов ГЭС
Источник данных:	Данные завода-изготовителя / фактические данные ГЭС / конструкционный параметр / рабочий расчетный параметр
Порядок проведения измерений (при наличии):	Точные данные получают с использованием уравнения, предоставленного техническими специалистами ГЭС
Периодичность мониторинга:	Параметр должен проверяться ежегодно и сравниваться с исходными данными
Процедуры обеспечения и контроля качества:	-
Комментарии:	-

Таблица 10. Данные / Параметры, подлежащие мониторингу

Данные/Параметр:	O
Единица измерения:	м
Описание:	Вертикальное открывание частично открытых радиальных затворов
Источник данных:	Измеряется во время работы ГЭС
Порядок проведения измерений (при наличии):	Почасовые записи данных для каждого водосброса в границах проекта за год, предшествующий реализации проектной деятельности, используются для характеристики базового сценария. Данные должны храниться до двух лет после окончания кредитного периода
Периодичность мониторинга:	Ежечасно
Процедуры обеспечения и контроля качества:	Эти измерения просты и точны. Более того, возможно обеспечить полную последовательность в измерениях между базовым годом и годом реализации проекта. При всех измерениях следует использовать откалиброванное измерительное оборудование, которое регулярно обслуживается и проверяется на работоспособность
Комментарии:	-

Таблица 11. Данные / Параметры, подлежащие мониторингу

Данные/Параметр:	E_{sill}
Единица измерения:	м
Описание:	Высота порога водосброса
Источник данных:	Данные завода-изготовителя / фактические данные ГЭС / конструкционный параметр / рабочий расчетный параметр
Порядок проведения измерений (при наличии):	Точные данные получают с использованием уравнения, предоставленного техническими специалистами ГЭС
Периодичность мониторинга:	Параметр должен проверяться ежегодно и сравниваться с исходными данными
Процедуры обеспечения и контроля качества:	-
Комментарии:	-

Таблица 12. Данные / Параметры, подлежащие мониторингу

Данные/Параметр:	E
Единица измерения:	-
Описание:	Коэффициент принимается по данным изготовителя / ГЭС
Источник данных:	Данные завода-изготовителя / фактические данные ГЭС, / конструкционный параметр / рабочий расчетный параметр
Порядок проведения измерений (при наличии):	Точные данные получают с использованием уравнения, предоставленного техническими специалистами ГЭС
Периодичность мониторинга:	Параметр должен проверяться ежегодно и сравниваться с исходными данными
Процедуры обеспечения и контроля качества:	-
Комментарии:	-

Таблица 13. Данные / Параметры, подлежащие мониторингу

Данные/Параметр:	W_{Lh}
Единица измерения:	м
Описание:	Уровень воды на неделе x
Источник данных:	Журнал данных операций на ГЭС

Порядок проведения измерений (при наличии):	Почасовые записи данных для каждого водосброса в границах проекта за год, предшествующий реализации проектной деятельности, используются для характеристики базового сценария. Данные должны храниться до двух лет после окончания кредитного периода
Периодичность мониторинга:	Ежечасно
Процедуры обеспечения и контроля качества:	Счетчики должны проверяться ежегодно и калиброваться в соответствии с рекомендациями изготовителя. Измерительные приборы, как правило, точны до +/- одной десятой или сотой доли процента. Во всех измерениях должно использоваться калиброванное измерительное оборудование, которое регулярно обслуживается и проверяется на предмет работоспособности
Комментарии:	-

6.9. Для проектов, относящихся к капитальному ремонту, реконструкции или модернизации существующей электростанции, перечень параметров, необходимых для контроля и мониторинга выбросов, представлен в таблицах 14-15.

Таблица 14. Данные / Параметры, подлежащие мониторингу

Данные/Параметр:	$E_{F_{grid,CM,y}}$
Единица измерения:	кг CO ₂ /МВт*ч
Описание:	Сетевой коэффициент выбросов энергосети, к которой подключена электростанция, в году y
Источник данных:	Метод расчета. См. Приложение 2.
Порядок проведения измерений (при наличии):	-
Периодичность мониторинга:	Годовое агрегирование
Комментарии:	-

Таблица 15. Данные / Параметры, подлежащие мониторингу

Данные/Параметр:	$E_{G_{facility,y}}$
Единица измерения:	МВтч/год
Описание:	Количество чистой выработки электроэнергии, поставляемой проектными электростанциями в сеть в году y
Источник данных:	Измерения на месте

Порядок проведения измерений (при наличии):	С помощью счетчиков электроэнергии
Периодичность мониторинга:	Непрерывно, годовое агрегирование
Комментарии:	Результаты учета должны быть отражены в формах статистического наблюдения № 23-Н и 6-ТП (гидро). Дополнительно, см. основные положения инструмента CDM «Baseline, project and/or leakage emissions from electricity consumption and monitoring of electricity generation»

6.10. Данные и параметры, не требующие мониторинга, на проектах, относящихся к внедрению СППР, должны быть рассчитаны единожды и оставаться неизменными на протяжении всего периода кредитования. Список параметров, не подлежащих мониторингу, представлен в таблицах 16-28. Данные для всех параметров, упомянутых ниже, должны быть основаны на исторических записях за 3 года до начала проектной деятельности. Необходимо, чтобы характер осадков в водосборе проектной зоны ГЭС в течение года не представлял собой ни сухой, ни влажный год¹⁶.

Таблица 16. Параметры, не подлежащие мониторингу

Данные/Параметр:	М
Единица измерения:	Шт.
Описание:	Общее количество водосбросов в пределах границ проекта на одном водотоке в году, предшествующем началу реализации проектной деятельности
Источник данных:	Данные ГЭС
Порядок проведения измерений (при наличии):	Необходимо определить количество водосбросов на ГЭС в пределах границ проекта на одном водотоке в году, предшествующем началу реализации проектной деятельности. Данные должны храниться до двух лет после окончания кредитного периода
Комментарии:	-

¹⁶ Это означает, что среднегодовое количество осадков должно находиться в пределах одного стандартного отклонения от нормального среднегодового количества осадков. Нормальное среднегодовое количество осадков определяется как среднее годовое количество осадков за 30 последних лет.

Таблица 17. Параметры, не подлежащие мониторингу

Данные/Параметр:	N
Единица измерения:	Шт.
Описание:	Общее количество гидроагрегатов ГЭС в пределах границ проекта на одном водотоке в году, предшествующем началу реализации проектной деятельности
Источник данных:	Данные ГЭС
Порядок проведения измерений (при наличии):	Необходимо определить количество гидроагрегатов на ГЭС в пределах границ проекта на одном водотоке в году, предшествующем началу реализации проектной деятельности. Данные должны храниться до двух лет после окончания кредитного периода
Комментарии:	-

Таблица 18. Параметры, не подлежащие мониторингу

Данные/Параметр:	a_i, b_i, c_i and d_i
Единица измерения:	
Описание:	Коэффициенты полинома мощности для каждого гидроагрегата ГЭС могут быть найдены с использованием линейных или полиномиальных аппроксимирующих функций (уравнений) третьего порядка (универсальная характеристика). С ее помощью определяется трехмерное соотношение между выходной мощностью, напором и расходом воды на гидроагрегатах
Источник данных:	Данные владельца или изготовителя
Порядок проведения измерений (при наличии):	Данные хранятся до двух лет после окончания кредитного периода
Комментарии:	-

Таблица 19. Параметры, не подлежащие мониторингу

Данные/Параметр:	H
Единица измерения:	м
Описание:	Геометрический или статический напор, действующий на гидроагрегат (равен разности отметок уровней верхнего и нижнего бьефов)
Источник данных:	Данные завода-изготовителя / фактические данные ГЭС / конструкционный параметр / рабочий параметр при испытании водосброса
Порядок проведения измерений (при наличии):	Почасовые записи данных для каждого гидроагрегата в границах проекта за год, предшествующий реализации проектной деятельности, должны использоваться для характеристики базового сценария. Данные должны храниться до двух лет после окончания кредитного периода
Комментарии:	Уравнение, предоставленное специалистами ГЭС, позволит получить точные данные. Что особенно важно, использование уравнения обеспечит согласованность результатов между базовыми измерениями и измерениями проектного года

Таблица 20. Параметры, не подлежащие мониторингу

Данные/Параметр:	C₀
Единица измерения:	
Описание:	Коэффициент принимается по данным изготовителя / ГЭС
Источник данных:	Данные завода-изготовителя / фактические данные ГЭС / конструкционный параметр / рабочий расчетный параметр
Порядок проведения измерений (при наличии):	Проверьте значение для каждого водосброса в границах проекта. Данное значение необходимо для процедуры валидации. Данные хранятся до двух лет после окончания кредитного периода

Комментарии:	Уравнение, предоставленное специалистами ГЭС, позволит получить точные данные. Что особенно важно, использование уравнения обеспечит согласованность результатов между базовыми измерениями и измерениями проектного года.
--------------	--

Таблица 21. Параметры, не подлежащие мониторингу

Данные/Параметр:	L_e
Единица измерения:	м
Описание:	Длина затворов ГЭС
Источник данных:	Данные завода-изготовителя / фактические данные ГЭС, / конструкционный параметр / рабочий расчетный параметр
Порядок проведения измерений (при наличии):	Проверьте значение для каждого водосброса в границах проекта. Данное значение необходимо для процедуры валидации, чтобы охарактеризовать базовый сценарий. Данные хранятся до двух лет после окончания кредитного периода
Комментарии:	Уравнение, предоставленное специалистами ГЭС, позволит получить точные данные. Что особенно важно, использование уравнения обеспечит согласованность результатов между базовыми измерениями и измерениями проектного года.

Таблица 22. Параметры, не подлежащие мониторингу

Данные/Параметр:	O
Единица измерения:	м
Описание:	Вертикальное открывание частично открытых радиальных затворов
Источник данных:	Измеряется во время работы ГЭС

Порядок проведения измерений (при наличии):	Почасовые записи данных для каждого водосброса в границах проекта за год, предшествующий реализации проектной деятельности, должны использоваться для характеристики базового сценария. Данные должны храниться до двух лет после окончания кредитного периода
Комментарии:	Эти измерения просты и точны. Более того, возможно обеспечить полную последовательность в измерениях между базовым годом и годом реализации проекта. При всех измерениях следует использовать откалиброванное измерительное оборудование, которое регулярно обслуживается и проверяется на работоспособность

Таблица 23. Параметры, не подлежащие мониторингу

Данные/Параметр:	Е
Единица измерения:	-
Описание:	Коэффициент принимается по данным изготовителя / ГЭС
Источник данных:	Данные завода-изготовителя / фактические данные ГЭС / конструкционный параметр / рабочий расчетный параметр
Порядок проведения измерений (при наличии):	Проверьте значение для каждого водосброса в границах проекта. Данное значение необходимо для процедуры валидации, чтобы охарактеризовать базовый сценарий. Данные хранятся до двух лет после окончания кредитного периода
Комментарии:	Уравнение, предоставленное специалистами ГЭС, позволит получить точные данные. Что особенно важно, использование уравнения обеспечит согласованность результатов между базовыми измерениями и измерениями проектного года.

Таблица 24. Параметры, не подлежащие мониторингу

Данные/Параметр:	E_{sill}
Единица измерения:	М
Описание:	Высота порога водосброса
Источник данных:	Данные завода-изготовителя / фактические данные ГЭС / конструкционный параметр / рабочий расчетный параметр
Порядок проведения измерений (при наличии):	Проверьте значение для каждого водосброса в границах проекта. Данное значение необходимо для процедуры валидации, чтобы охарактеризовать базовый сценарий. Данные хранятся до двух лет после окончания кредитного периода
Комментарии:	Уравнение, предоставленное специалистами ГЭС, позволит получить точные данные. Что особенно важно, использование уравнения обеспечит согласованность результатов между базовыми измерениями и измерениями проектного года.

Таблица 25. Параметры, не подлежащие мониторингу

Данные/Параметр:	WLh
Единица измерения:	м
Описание:	Уровень воды на неделе <i>x</i>
Источник данных:	Журнал данных операций на ГЭС
Порядок проведения измерений (при наличии):	Почасовые записи данных для каждого водосброса на ГЭС за год, предшествующий реализации проектной деятельности, должны использоваться для характеристики базового сценария. Данные должны храниться до двух лет после окончания кредитного периода

Комментарии:	Счетчики должны проверяться ежегодно и калиброваться в соответствии с рекомендациями изготовителя. Измерительные приборы, как правило, точны до +/- одной десятой или сотой доли процента. При всех измерениях следует использовать откалиброванное измерительное оборудование, которое регулярно обслуживается и проверяется на работоспособность
--------------	--

Таблица 26. Параметры, не подлежащие мониторингу

Данные/Параметр:	Глубина верхнего бьефа
Единица измерения:	м
Описание:	Глубина верхнего бьефа
Источник данных:	Журнал данных операций на ГЭС. Приборы могут быть установлены или в точке отбора давления, или в удобном для обслуживания месте здания ГЭС
Порядок проведения измерений (при наличии):	Почасовые записи данных для каждого гидроагрегата в границах проекта за год, предшествующий реализации проектной деятельности, должны использоваться для характеристики базового сценария. Данные должны храниться до двух лет после окончания кредитного периода
Комментарии:	Счетчики должны проверяться ежегодно и калиброваться в соответствии с рекомендациями изготовителя. Измерительные приборы, как правило, точны до +/- одной десятой или сотой доли процента. Во всех измерениях должно использоваться калиброванное измерительное оборудование, которое регулярно обслуживается и проверяется на предмет работоспособности

Таблица 27. Параметры, не подлежащие мониторингу

Данные/Параметр:	Глубина нижнего бьефа
Единица измерения:	м
Описание:	Глубина нижнего бьефа
Источник данных:	Журнал данных операций на ГЭС. Измерение уровней нижнего бьефа осуществляется на выходе воды из отсасывающих труб гидромашины и на отводящем канале в створе установившегося движения потока воды при работающих водосбросах.
Порядок проведения измерений (при наличии):	Почасовые записи данных для каждого гидроагрегата в границах проекта за год, предшествующий реализации проектной деятельности, должны использоваться для характеристики базового сценария. Данные должны храниться до двух лет после окончания кредитного периода
Комментарии:	Счетчики должны проверяться ежегодно и калиброваться в соответствии с рекомендациями изготовителя. Измерительные приборы, как правило, точны до +/- одной десятой или сотой доли процента. Во всех измерениях должно использоваться калиброванное измерительное оборудование, которое регулярно обслуживается и проверяется на предмет работоспособности

Таблица 28. Параметры, не подлежащие мониторингу

Данные/Параметр:	$E_{G_{h_{p_i},h}}$
Единица измерения:	МВт
Описание:	Количество выработанной электроэнергии гидроагрегатом h_{p_i} за неделю x
Источник данных:	Журнал данных операций на ГЭС

Порядок проведения измерений (при наличии):	Почасовые записи данных для каждого гидроагрегата в границах проекта за год, предшествующий реализации проектной деятельности, должны использоваться для характеристики базового сценария. Данные должны храниться до двух лет после окончания кредитного периода
Комментарии:	Счетчики должны проверяться ежегодно и калиброваться в соответствии с рекомендациями изготовителя. Во всех измерениях должно использоваться калиброванное измерительное оборудование, которое регулярно обслуживается и проверяется на предмет работоспособности

6.11. Данные и параметры, не подлежащие мониторингу, для проектов, относящихся к капитальному ремонту, реконструкции или модернизации существующей электростанции, должны быть рассчитаны единожды и оставаться неизменными на протяжении всего периода кредитования. Список параметров, не подлежащих мониторингу, представлен в таблицах 29-32. Данные для всех параметров, упомянутых ниже, должны быть основаны на исторических записях за 3 года до начала проектной деятельности.

Таблица 29. Параметры, не подлежащие мониторингу

Данные/Параметр:	$EG_{historical}$
Единица измерения:	МВтч/год
Описание:	Среднегодовая историческая чистая выработка электроэнергии, поставляемая в сеть существующей электростанцией на возобновляемых источниках энергии, которая работала на территории проекта до начала реализации проектной деятельности
Источник данных:	Измерения на месте
Порядок проведения измерений (при наличии):	Счетчики электроэнергии

Комментарии:	-
--------------	---

Таблица 30. Параметры, не подлежащие мониторингу

Данные/Параметр:	$\sigma_{historical}$
Единица измерения:	МВтч/год
Описание:	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
Источник данных:	Рассчитано на основе данных, использованных для $EG_{historical}$
Порядок проведения измерений (при наличии):	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
Комментарии:	-

Таблица 31. Параметры, не подлежащие мониторингу

Данные/Параметр:	$DATE_{BaselineOverhaul}$
Единица измерения:	дата
Описание:	Момент времени, когда существующее оборудование должно быть заменено в отсутствие проектной деятельности
Источник данных:	По данным ГЭС
Порядок проведения измерений (при наличии):	В соответствии с положениями вышеуказанной методологии
Комментарии:	-

Таблица 32. Параметры, не подлежащие мониторингу

Данные/Параметр:	$DATE_{hist}$
Единица измерения:	дата
Описание:	Момент времени, с которого может начаться отсчет срока проведения капитального ремонта, реконструкции или модернизации в рамках проектной деятельности
Источник данных:	По данным ГЭС
Порядок проведения измерений (при наличии):	$DATE_{hist}$ - это дата более позднего из указанных событий: (а) ввод электростанции в коммерческую эксплуатацию; (б) если применимо: последнее увеличение электрической мощности электростанции; или (с) если применимо: последний капитальный ремонт или реконструкция электростанции
Комментарии:	-

7. Проектный сценарий

7.1. 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.

7.1.1. Для проектов, относящихся к внедрению СППР, проектные выбросы принимаются равными нулю.

$$PE_y = 0$$

7.1.2. Для проектов, относящихся к капитальному ремонту, реконструкции или модернизации существующей электростанции, необходимо оценивать проектные выбросы, связанные с выбросами из водохранилищ гидроэлектростанций.

7.2. Сокращение выбросов в результате проектной деятельности в течение заданного года y (ER_y) представляет собой разницу между базовыми выбросами (BE_y) и проектными выбросами (PE_y) и представлено уравнением ниже:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

где:

ER_y – Сокращение выбросов в результате проектной деятельности в тоннах CO_2 ;

BE_y – Базовые выбросы в течение года y в тоннах CO_2 ;

PE_y – Проектные выбросы в течение года y в тоннах CO_2 .

- 7.3. В процессе реализации климатического проекта разработчики проекта могут столкнуться с определенными рисками и барьерами. Для оценки рисков разработчику проекта следует разработать матрицу рисков. Более подробно см. Приложение 1.
- 7.4. Следует отметить, что, если фактическая (текущая) выработка электроэнергии меньше базовой выработки (предполагаемой) за данную неделю, то необходимо рассматривать это значение как отрицательное и вычитать его из общей годовой выработки электроэнергии. В том маловероятном случае, когда внедрение проектных мероприятий приводит к временному отрицательному сокращению выбросов (т. е. разница между базовыми выбросами и проектными выбросами является отрицательной), зачет любых дальнейших сокращений выбросов необходимо проводить только после того, как проектная деятельность компенсирует временное увеличение выбросов.

8. Оценка выбросов от утечек в ходе проектной деятельности

- 8.1. Согласно Приказу Минэкономразвития России от 11 мая 2022 г. № 248, мероприятия проекта не должны приводить к совокупному увеличению массы выбросов парниковых газов или снижению уровня их поглощения вне области влияния таких мероприятий. При этом необходимо принимать во внимание и полностью учитывать утечки в ходе проектной деятельности¹⁷, если они существуют, в соответствии с методологией, представленной ниже.
- 8.2. Для данного типа проектов утечки проектной деятельности не свойственны, поэтому не учитываются.

9. Анализ риска непостоянства

- 9.1. Не применимо для данного типа проекта.

10. Методы предотвращения двойного учета, негативного воздействия на окружающую среду и общество

- 10.1. Климатический проект должен демонстрировать соответствие всем требованиям законодательства в той юрисдикции, где он расположен. Разработчику проекта необходимо минимизировать риск того, что его проект может привести к негативным последствиям для местных сообществ, биоразнообразия и окружающей среды. 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.
- 10.2. Разработчику проекта необходимо приложить усилия, чтобы избежать двойного учета¹⁸ между границами проекта, между отчетностью компании и отчетностью по

¹⁷ Утечка проектной деятельности – нетто-изменение антропогенных выбросов из источников ПГ, которое происходит за пределами границ проекта, поддается измерению и связано с деятельностью в рамках климатического проекта (см. CDM-EB07-A04-GLOS Glossary CDM terms. Version 11.0).

¹⁸ Двойной учет – учет выбросов или поглощения ПГ, выполненный более одного раза. Двойной учет может иметь место, если две или более подотчетных организаций будут отвечать за одни и те же выбросы или поглощения ПГ. Двойной учет может также произойти внутри одной организации, если такие выбросы

проекту, между отчетностью разных компаний, между субъектами Российской Федерации и разными странами в случае международной передачи углеродных кредитов. В последнем случае необходимо продемонстрировать, что углеродные кредиты, переданные на международном уровне, исключаются из учета количественных целей определенного на национальном уровне вклада Российской Федерации (ОНУВ).

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

- 11.1. При продлении кредитного периода проект подлежит верификации с элементами валидации и технической оценки органом по валидации и верификации для определения необходимых обновлений базовой линии, дополнительной и количественной оценки сокращений выбросов. Для обновления базовой линии пересматриваются и обновляются основные параметры и допущения, используемые в установленном базовом подходе (пункты 3.2.1-3.2.5). Базовая линия должна отражать условия на начало нового периода кредитования и быть действительной в течение этого периода. Дополнительность при возобновлении периода кредитования проверяется на соответствие критериям в рамках Руководства № 1 на дату начала нового периода кредитования.
- 11.2. При продлении периода кредитования невозможно изменить установленный ранее базовый подход (наилучшие доступные технологии; амбициозный сравнительный подход (бенчмаркинг); текущие или исторические выбросы).

12. Нормативные ссылки

1. Приказ Министерства экономического развития России от 11.05.2022 № 248 «Об утверждении критериев и порядка отнесения проектов, реализуемых юридическими лицами, индивидуальными предпринимателями или физическими лицами, к климатическим проектам, формы и порядка представления отчетности о реализации климатического проекта» (Зарегистрирован в Министерстве юстиции России 30.05.2022 № 68642).
2. 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 (утвержден и введен в действие Приказом Росстандарта от 30.09.2021 № 1029-ст).
3. ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Парниковые газы. Часть 2. Требования и Рекомендации к документам по количественной оценке, мониторингу и отчетности для проектов по сокращению выбросов парниковых

учитываются по разным категориям (что не должно происходить) (ГОСТ Р 56267-2014/ISO/TR 14069:2013. Национальный стандарт Российской Федерации. Газы парниковые. Определение количества выбросов парниковых газов в организациях и отчетность. Руководство по применению стандарта ИСО 14064-1). См. также ГОСТ Р ИСО 14080-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Управление парниковыми газами и связанные виды деятельности. Система подходов и методическое обеспечение реализации климатических проектов.

- газов или увеличению их поглощения на уровне проекта (утвержден и введен в действие Приказом Росстандарта от 30.09.2021 № 1030-ст).
4. ГОСТ Р ИСО 14064-3-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Парниковые газы. Часть 3. Требования и Руководство по валидации и верификации отчетности о парниковых газах (утвержден и введен в действие Приказом Росстандарта от 30.09.2021 № 1031-ст).
 5. ГОСТ Р ИСО 14065-2014 Национальный стандарт Российской Федерации. Парниковые газы. Требования к органам по валидации и верификации парниковых газов для их применения при аккредитации или иных формах признания (утвержден и введен в действие Приказом Росстандарта от 26.11.2014 № 1869-ст).
 6. ГОСТ Р ИСО 14066-2013. Национальный стандарт Российской Федерации. Парниковые газы. Требования к компетентности групп по валидации и верификации парниковых газов (утвержден и введен в действие Приказом Росстандарта от 17.12.2013 № 2274-ст).
 7. ГОСТ Р ИСО 14080-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Управление парниковыми газами и сопутствующая деятельность. Система подходов и методологического обеспечения для реализации климатических проектов (утвержден и введен в действие Приказом Росстандарта от 30.09.2021 № 1033-ст).
 8. Приказ Министерства природных ресурсов от 27.05.2022 № 371 «Об утверждении методик количественного определения объема выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов» (с 1 марта 2023 года, за исключением отдельных положений, вступающих в силу с 1 марта 2024 года).
 9. IPCC 2006. Рекомендации для Национальных реестров парниковых газов Межправительственной группы экспертов по изменению климата, 2006 г./Под редакцией С. Игглстона, Л. Буэндиа, К. Мива, Т. Нгара и К. Танабе. // Т. 1-5. – IGES// Хайям. 2006.
 10. AM0052 Large-scale methodology: Increased electricity generation from existing hydropower stations through Decision Support System optimization. Version 03.0.
 11. АСМ0002. Крупномасштабная консолидированная методология. Производство электроэнергии из возобновляемых источников с подключением к сети. Версия 21.0. Методика МЧР.
 12. TOOL01 Methodological tool. Tool for the demonstration and assessment of additionality. Version 07.0.0. CDM Methodology.

Приложение 1. Управление рисками

В рамках реализации проекта рекомендуется разработать систему оценки рисков с описанием наиболее вероятных рисков, которые могут возникнуть на всех этапах реализации климатического проекта. Для такой оценки разработчику проекта следует разработать подробную матрицу, содержащую, как минимум, следующую информацию:

- (i) Основные этапы реализации климатического проекта.
- (ii) Описание рисков, которые могут возникнуть на каждом этапе климатического проекта.
- (iii) Описание вероятности наступления рисков. Для этого могут быть использованы варианты рейтинга «низкий, средний, высокий» или любые другие понятные числовые шкалы.
- (iv) Описание влияния каждого риска на результаты всего проекта. Это также может быть сделано с использованием рейтинга «низкий, средний, высокий» или любой другой понятной числовой шкалы.
- (v) Описание периода влияния каждого риска на весь климатический проект.
- (vi) Разработка мер по минимизации или предотвращению каждого вида рисков.
- (vii) Указывается время реализации каждой меры, которая снижает или предотвращает возникновение рисков.

Пример шаблона с матрицей риска указан в таблице 1.

Таблица 1. Шаблон матрицы рисков

Стадия реализации климатического проекта	Описание рисков	Вероятность возникновения	Влияние на проект	Период воздействия	Методы минимизации рисков	Период реализации
		низкая средняя высокая	низкое среднее высокое	Подготовительный период 1-2 года после внедрения Весь период действия климатического проекта	Подробное описание мер по снижению каждого риска	Описание сроков реализации этих мероприятий
		Шкала от 1 до 5 или другие	Шкала от 1 до 5 или другие			

Приложение 2. 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 вправе рассчитать его самостоятельно. Для этого рекомендуется использовать Методические указания по количественному определению объема косвенных энергетических выбросов парниковых газов (приказ МПР №330¹⁹ от 29.06.2017) и принципы учета косвенных энергетических выбросов, заложенные в ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021²⁰.

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 14064-1-2021²¹ (Приложение Е) выбросы от импортированной электроэнергии должны быть определены разработчиком проекта количественно с использованием подхода на основе местоположения²² 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.

¹⁹ 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»

²⁰ 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)

²¹ 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)

²² 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.

В случае поступления в сеть энергии от объектов когенерации, необходимо использовать подходы разделения различных форм энергии²³.

Ассоциация «НП Совет рынка» и АО «Администратор Торговой Системы» разработали концепцию расчета и публикации коэффициентов выбросов парниковых газов энергосистемы Российской Федерации²⁴. По результатам экспертной оценки независимыми международными аудиторами выдано свидетельство о заверении и получено заключение о валидации²⁵. Предполагается, что впоследствии 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. Акционерное общество «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии» 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)²⁶.

Источник 2. Коэффициенты эмиссии Международного энергетического агентства (далее – МЭА²⁷). 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 G20²⁸, 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.

²³ 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 12.09.2016 №952.

²⁴ Концепция расчета и публикации коэффициентов выбросов парниковых газов энергосистемы Российской Федерации URL: https://www.np-sr.ru/sites/default/files/konceptsiya_kev.pdf.

²⁵ 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.

²⁶ URL: <https://www.atsenergo.ru/results/co2>

²⁷ URL: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/emissions-factors-2021>

²⁸ URL: <https://www.climate-transparency.org/g20-climate-performance/g20report2022#1531904804037-423d5c88-a7a7>

Приложение 3. Определение остаточного срока службы оборудования

1. Приложение предоставляет собой 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 отдельно, либо принять в качестве остаточного срока службы 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. Арматура/компоненты оборудования малого размера, 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;
 - (с) отсутствуют графики периодической модернизации/замены или практики плановой модернизации/замены, характерные для данного промышленного объекта, которые требуют досрочной замены оборудования до истечения технического срока службы;

- (d) 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.
 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 магнитопорошковые исследования, 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 орган по валидации/верификации для проверки.

Вариант (с): 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;
 - (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 (HVAC)	15 лет
---	--------