

Методология реализации климатического проекта № 0015

Подключение к сети изолированных энергетических систем

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

Версия 2.0

29 августа 2023 г.

Содержание

1. Термины и определения	2
2. Применимость методологии, границы проекта	5
2.1. Область применения	5
2.2. Применимость методологии	6
2.3. Границы проекта	6
3. Определение базовой линии	7
3.1 Оценка выбросов базовой линии	9
4. Период кредитования проекта	12
5. Дополнительность	12
6. Требования к плану мониторинга	13
7. Проектный сценарий	13
7.1 Выбросы при реализации проектной деятельности	14
7.1.1 Выбросы SF ₆ , используемого для электроизоляции в новом оборудовании передачи и распределения электроэнергии	15
7.1.2 Коэффициент выбросов от производства электроэнергии	15
8. Оценка выбросов от утечек в ходе реализации проекта	20
9. Анализ риска непостоянства	21
10. Методы предотвращения двойного учета, негативного воздействия на окружающую среду и общество	21
11. Рекомендации в отношении изменения или сохранения базовой линии в случае продления периода кредитования и проектной деятельности	22
12. Нормативные ссылки	22
Приложение 1. Подход для определения базового сценария	25
Приложение 2. Контролируемые / не контролируемые данные и параметры	27
Приложение 3. Управление рисками	31
Приложение 4. Оценка достоверности исходной/текущей базовой линии при продлении периода кредитования	31

1. Термины и определения

В данной методологии применяются следующие термины и определения¹:

Диспетчерское управление (англ. Operation of electricity system / dispatch control) – организация управления электроэнергетическим режимом энергосистемы, при которой технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов электроэнергетики, энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, оборудования и устройств изменяются только по диспетчерской команде диспетчера соответствующего диспетчерского центра или путем непосредственного воздействия на

¹ При использовании 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».

технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов диспетчеризации с использованием средств дистанционного управления из диспетчерского центра².

Изолированная энергосистема/сеть (англ. Isolated power system) – энергосистема, не имеющая электрических связей для параллельной работы с другими энергосистемами^{3,4}. В контексте данной методологии, изолированная энергосистема поставляет электроэнергию бытовым потребителям и, если применимо, промышленным и коммерческим предприятиям, которые не подключены к иной энергосети⁵, и отвечает одному из следующих условий:

- любая сеть, в которой 65% установленной мощности электроэнергии произведено за счет ископаемых источников топлива;

- любая сеть с максимальной установленной мощностью 1000 МВт, в которой не менее 80% установленной мощности приходится на ископаемые источники топлива.

Коэффициент выбросов возможной генерации (англ. Possible generation (PG) emission factor)⁶ – коэффициент выбросов, относящийся к группе потенциальных электростанций, на работу и дальнейшую эксплуатацию которых повлияет предлагаемая проектная деятельность.

Коэффициент выбросов действующей генерации (англ. Operating generation (OG) emission factor)⁷ – коэффициент выбросов, относящийся к группе существующих электростанций, на текущее производство электроэнергии которых влияет предлагаемая проектная деятельность.

Коэффициент выбросов комбинированной генерации (англ. Combined generation emission factor / CG)⁸ – результат средневзвешенного значения двух коэффициентов выбросов, относящихся к системе генерации электроэнергии – коэффициента выбросов возможной и действующей генерации.

Линия электропередачи (ЛЭП, англ. Transmission line) – электроустановка, состоящая из проводов, кабелей, изолирующих элементов и несущих конструкций, предназначенная для передачи электрической энергии между двумя пунктами энергосистемы с возможным промежуточным отбором по ГОСТ 19431-84⁹.

Межсистемная связь энергосистем (англ. Interconnection) – участок линии электропередачи, непосредственно соединяющий электростанции или подстанции разных энергосистем¹⁰.

Межсистемный переток (англ. Power intersystem transfer) – активная мощность, передаваемая по межсистемной связи¹¹.

Объединенная энергосистема (англ. Interconnected electricity system) – совокупность нескольких территориальных электроэнергетических систем, расположенных в пределах территории одной страны и объединенных общим режимом работы, имеющая общее (централизованное) оперативно-диспетчерское управление как высшую ступень управления

² См. 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.

³ См. ГОСТ 21027-2021. Межгосударственный стандарт. Системы электроэнергетические. Термины и определения.

⁴ В рамках данной методологии изолированная энергосистема может быть представлена отдельной(ыми) изолированной(ыми) электростанцией(ями).

⁵ Например, национальной/региональной объединенной энергосистеме.

⁶ См. также The **Build margin** (BM) emission factor, TOOL07 Methodological tool. Tool to calculate the emission factor for an electricity system. Version 07.0. CDM Methodology.

⁷ См. также The **Operating margin** (OM) emission factor, TOOL07 Methodological tool. Tool to calculate the emission factor for an electricity system. Version 07.0. CDM Methodology.

⁸ См. также The **Combined margin** (CM) emission factor, TOOL07 Methodological tool. Tool to calculate the emission factor for an electricity system. Version 07.0. CDM Methodology.

⁹ См. ГОСТ 24291-90. Межгосударственный стандарт. Электрическая часть электростанции и электрической сети. Термины и определения.

¹⁰ См. ГОСТ 21027-2021. В контексте данной проектной деятельности считается, что межсистемная связь используется для поставки электроэнергии из основной сети в ранее изолированную сеть.

¹¹ См. ГОСТ 21027-2021.

по отношению к диспетчерским центрам входящих в нее энергосистем¹². В контексте данной методологии термин «объединенная энергосистема» используется для энергосистемы любого масштаба, которая присоединяется к ранее изолированной энергосистеме с помощью межсистемной связи, и при этом, по сути, соответствует определению «объединенной энергосистемы».

Период кредитования (англ. Crediting period) – 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 настоящей методологии.

Подключенная энергосистема (англ. Connected electricity system) – энергосистема¹³, которая соединяется линиями электропередачи с проектной энергосистемой.

Проектная энергосистема (англ. Project electricity system) определяется территориальными границами электростанций, которые физически подключены через линии передачи и распределения электроэнергии к объектам проектной деятельности¹⁴ и находятся в оперативно-технологическом диспетчерском управлении¹⁵.

Ранее изолированная энергосистема/сеть (англ. Previously isolated grid) – энергосистема/сеть, которая не имела соединения с какой-либо энергосистемой/сетью до осуществления проектной деятельности и подключение которой к основной энергосистеме/сети происходит в результате проектной деятельности.

Сетевая электростанция (англ. Grid power plant) – электростанция, поставляющая электроэнергию в энергосеть и, если применимо, конечным потребителям. Соответственно, электростанции, поставляющие электроэнергию в сеть и конечным потребителям в рамках проектной деятельности, рассматриваются как сетевые электростанции. Электростанции, обслуживающие только конечных потребителей и не поставляющие электроэнергию в сеть, не рассматриваются как сетевые электростанции.

Установленная мощность, номинальная мощность (англ. Installed capacity, rated capacity) – мощность, с которой электроустановка, оборудование может работать длительное время при номинальных параметрах и/или нормальных условиях¹⁶. Выражается в ваттах или одном из ее кратных значений, на которую энергоблок рассчитан для работы при номинальных условиях. Структура установленной мощности электростанций представляет собой доленое распределение суммарной установленной мощности электростанций по их типам или по типам агрегатов¹⁷.

Чистая выработка электроэнергии (англ. Net electricity generation) – разница между общим количеством электроэнергии, произведенной электростанцией, и дополнительным потреблением электроэнергии электростанции¹⁸.

Электростанция, ЭС (англ. Power plant) – энергоустановка, предназначенная для производства электрической энергии, включающая в себя технические сооружения

¹² См. ГОСТ 21027-2021.

¹³ Подключенной энергосистемой может быть в том числе объединенная энергосистема или отдельный энергорайон.

¹⁴ Например, к месту расположения установки по производству энергии из возобновляемых источников или к конечным потребителям.

¹⁵ Методологии-референс, разработанные в рамках Механизма чистого развития, для данного термина выделяют одноуровневую и многоуровневую диспетчерскую зону. Примером многоуровневой диспетчерской зоны является ситуация, когда региональные диспетчерские центры обязаны выполнять распоряжения национального диспетчерского центра. Проектная энергосистема по сути является объединенной энергосистемой определенного разработчиком проекта масштаба.

¹⁶ См. ГОСТ Р 57114-2016.

¹⁷ См. ГОСТ 19431-84. Энергетика и электрификация. Термины и определения.

¹⁸ Например, для насосов, вентиляторов, приборов управления и т. д.

гражданского назначения, оборудование для преобразования энергии и необходимое вспомогательное оборудование по ГОСТ 19431-84^{19,20}.

Электроэнергетическая система (энергосеть, сеть, англ. Grid / Electric power system) – совокупность объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, связанных общим режимом работы в едином технологическом процессе производства, передачи и потребления электрической энергии в условиях централизованного оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике^{21,22}.

Энергорайон (англ. Energy district) – совокупность объектов энергосистемы, расположенных на части обслуживаемой ею территории²³.

2. Применимость методологии, границы проекта

Ниже в таблице приводятся ключевые элементы методологии:

Таблица 1. Ключевые элементы методологии

Типовые проекты	Проектная деятельность, в рамках которой происходит расширение объединенной энергосистемы с целью поставки электроэнергии, произведенной более эффективными и менее углеродоемкими способами, в изолированную энергосистему
Вид действий по сокращению выбросов ПГ	Замещение более углеродоемкой выработки электроэнергии. Замещение электроэнергии, которая в противном случае была бы выработана с использованием более углеродоемких технологий

Данная методология нейтральна по отношению к программам по парниковым газам (ПГ)²⁴. Если применяется программа по ПГ²⁵, то требования этой программы дополняют требования методологии. Настоящая методология подготовлена на основе существующей методологии, разработанной в рамках Механизма чистого развития (AM0045), и включает в себя ее адаптацию под действующие российские нормативно-правовые акты и стандарты.

2.1. Область применения

Данная методология применяется к проектной деятельности, которая приводит к расширению объединенной энергосистемы за счет присоединения изолированной энергосистемы и осуществлению поставки электроэнергии, произведенной более эффективными и/или менее

¹⁹ См. ГОСТ 24291-90.

²⁰ Методологии-референс, разработанные в рамках Механизма чистого развития, используют для данного термина следующую трактовку: **Электростанция/энергоблок** (англ. Power plant/unit) – 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. имеющих одинаковую мощность, возраст и эффективность), они могут рассматриваться как один единый энергоблок.

²¹ См. ГОСТ 21027-2021.

²² Методологии, разработанные в рамках Механизма чистого развития, используют для данного термина следующую трактовку: **Энергосеть** – электроэнергетическая сеть, включающая линии передачи и распределения электроэнергии и электростанции. Пространственные границы сети включают электростанции, физически соединенные линиями передачи и распределения, управляются диспетчерским центром без существенных ограничений на передачу электроэнергии.

²³ См. ГОСТ Р 53905-2010. Энергосбережение. Термины и определения.

²⁴ Программа по парниковым газам; программа по ПГ (greenhouse gas program; GHG program): Добровольная или обязательная для исполнения международная, национальная или субнациональная система или схема, в рамках которой осуществляется инвентаризация, учет и управление выбросами ПГ, поглощением ПГ, сокращением выбросов или увеличением поглощения ПГ вне границ организации или проекта по ПГ (ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Газы парниковые. Часть 2).

²⁵ В настоящее время к программе по ПГ в России можно отнести Федеральный закон от 06.03.2022 № 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации», Федеральный закон от 02.07.2021 № 296-ФЗ «Об ограничении выбросов парниковых газов», 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».

углеродоемкими источниками из объединенной энергосистемы, в изолированную энергосистему²⁶.

2.2. Применимость методологии

Методология применима для проектной деятельности, которая предполагает:

1. расширение объединенной энергосистемы за счет изолированных энергосистем;
2. вытеснение выработки электроэнергии в изолированных системах более эффективной, менее углеродоемкой выработкой электроэнергии из объединенной энергосистемы.

Методология применима при выполнении следующих условий:

1. Рассчитываемые коэффициенты выбросов учитывают увеличение спроса на электроэнергию в изолированной энергосистеме и остаточный ресурс оборудования.
2. Производство электроэнергии генерирующими объектами, функционирующими на основе возобновляемой энергии в изолированных энергосистемах, не вытесняется, и на их работу не оказывается существенного влияния.
3. Все электростанции в изолированной энергосистеме, генерирующие электроэнергию за счет сжигания ископаемого топлива, вытеснены на 100%.
4. Разработчик проекта обладает точными данными для определения наиболее вероятного сценария в отсутствие проектной деятельности и расчета коэффициентов выбросов от генерации электроэнергии объединенной энергосистемой²⁷ и ранее изолированной энергосистемой.

В случае изменения применимых актов национального законодательства данная методология подлежит пересмотру с целью учета соответствующих изменений²⁸.

2.3. Границы проекта

Территория распространения проектной деятельности (далее – территориальные границы) включает в себя все электростанции, физически подключенные к ранее изолированному региону (изолированная энергосистема или изолированная отдельная электростанция), и все электростанции, физически подключенные к присоединяемой в рамках проектной деятельности энергосистеме.

В границах проекта разработчику необходимо учитывать выбросы CO₂ от увеличения (в результате проектной деятельности) выработки электроэнергии на электростанциях, объединенных в энергосеть, и выбросы SF₆, используемого для электроизоляции в новом оборудовании передачи и распределения электроэнергии (см. таблицу 2).

Таблица 2. Источники выбросов ПГ, включенные в границы проекта или исключенные из них

Источник		ПГ	Включение	Обоснование
Базовая линия	Производство электроэнергии	CO ₂	Да	Основной источник выбросов
		CH ₄	Нет	Исключен для упрощения
		N ₂ O	Нет	Исключен для упрощения
Проектная деятельность	Производство электроэнергии	CO ₂	Да	Основной источник выбросов
		CH ₄	Нет	Исключен для упрощения
		N ₂ O	Нет	Исключен для упрощения

²⁶ Методология применима для присоединения одной или нескольких изолированных энергосистем. Расширение объединенной энергосистемы за счет удлинения линий электропередач потенциально может вытеснить поставки электроэнергии от более углеродоемкой генерации в изолированных энергосистемах (изолированные энергосистемы или отдельные электростанции).

²⁷ С учетом структуры производства электроэнергии по источникам генерации.

²⁸ Разработчику проекта необходимо иметь в виду, что приведенные в тексте нормативные документы могут быть изменены или отменены.

Источник		ПГ	Включение	Обоснование
	Выбросы от нового оборудования	SF ₆	Да	Выбросы SF ₆ , используемого для электроизоляции в новом оборудовании передачи и распределения электроэнергии

В случае, если объекты внутри границ проекта, указанные в настоящей методологии, принадлежат разным юридическим лицам (или находятся в оперативном управлении у разных юридических лиц), проектная документация должна включать в себя описание процедур исключения возможности двойного учета²⁹ сокращения выбросов парниковых газов, потенциально достигаемых в результате проектной деятельности, закреплённых в договорных соглашениях.

3. Определение базовой линии

Базовая линия³⁰ устанавливается консервативным способом³¹ 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»).

Разработчик проекта может применить один из приведенных ниже подходов к определению базовой линии с обоснованием целесообразности выбора³²:

- 1) наилучшие доступные технологии³³, которые являются экономически осуществимыми и экологически ориентированными;
- 2) практика сравнения бизнес-процессов и показателей эффективности с лучшими отраслевыми показателями и передовым опытом других компаний, как минимум на 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) подход, основанный на текущих (фактических) или исторических выбросах, скорректированных в сторону уменьшения не менее чем на 5%, если иное не предусмотрено методологией проекта.

Приведенные подходы имеют рамочный характер, дающий общее понимание о способах определения базовых линий. Детализированный подход к определению базовой линии для данного типа проектов изложен ниже в разделе 3 и Приложении 1.

²⁹ 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 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.

³⁰ 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).

³¹ 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.

³² Подходы к определению базовых линий приводятся в Решении, принятом на Конференции Сторон, в рамках совещания Сторон Парижского соглашения, третья сессия (FCCC/PA/CMA/2021/10/Add.1, статья 6.4 Парижского соглашения, стр. 34, п. 36). URL: https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cma2021_10a01E.pdf.

³³ При наличии справочников наилучших доступных технологий (НДТ), применимых к условиям планируемого проекта, используются соответствующие информационно-технические справочники НДТ.

Базовый сценарий³⁴ предполагает продолжение производства электроэнергии посредством сжигания ископаемого топлива (менее эффективные технологии) в изолированной энергосистеме³⁵. Базовый сценарий должен определяться с учетом всех реалистичных, правдоподобных и заслуживающих доверия альтернативных сценариев электроснабжения изолированных населенных пунктов/районов/территорий/объектов.

Для определения базовой линии разработчику необходимо учитывать только выбросы CO₂ от производства электроэнергии на электростанциях, работающих на ископаемом топливе в изолированной энергосистеме, которые будут вытеснены в результате проектной деятельности, с учетом увеличения спроса на электроэнергию и остаточного ресурса оборудования.

Для данного типа проектов используется подход к определению базовой линии, основанный на существующих фактических или исторических выбросах.

Базовый коэффициент выбросов рассчитывается как средневзвешенные выбросы на единицу произведенной электроэнергии за последние три года до подключения к энергосети всех генерирующих установок, вытесняемых в изолированной энергосистеме (т. е. исторические выбросы). Сокращение выбросов парниковых газов будет достигнуто за счет вытеснения углеродоемкой выработки электроэнергии в ранее изолированной энергосистеме более эффективной и менее углеродоемкой генерацией электроэнергии из объединенной энергосистемы.

Для определения коэффициентов выбросов действующей (OG) и возможной (PG) генерации, *проектную энергосистему*³⁶ определяют территориальными границами электростанций соответствующего энергорайона³⁷, которые могут находиться в диспетчерском управлении без существенных ограничений на передачу электроэнергии. *Подключаемую энергосистему*³⁸ определяют как энергосистему, которая соединяется линиями электропередачи с проектной энергосистемой и в которой электростанции могут находиться в диспетчерском управлении без существенных ограничений на передачу электроэнергии³⁹.

При определении электросистем разработчику проекта необходимо задокументировать и обосновать свои предположения в проектно-технической документации (далее – ПТД).

Передача электроэнергии из подключенной энергосистемы в проектную энергосистему определяется как импорт электроэнергии, а передача электроэнергии в подключенную энергосистему – как экспорт электроэнергии.

Для определения коэффициента выбросов возможной генерации (PG) территориальные границы ограничиваются проектной энергосистемой, за исключением случаев, когда текущее или вероятное будущее увеличение пропускной способности⁴⁰ линий электропередачи позволит значительно увеличить объем импортируемой электроэнергии. В таких случаях пропускная способность может рассматриваться как источник возможной генерации (PG), а коэффициент выбросов определяется как для импорта OG (см. ниже).

³⁴ Базовый сценарий (baseline scenario) – гипотетический опорный вариант развития, наилучшим образом представляющий условия, которые с наибольшей вероятностью могут возникнуть в отсутствие проекта по ПГ (ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Газы парниковые. Часть 2).

³⁵ Изолированной системой может быть как изолированная энергосеть, так и отдельная изолированная электростанция.

³⁶ См. также «**Проектная энергосистема**» и «**Диспетчерское управление**» в разделе 1.

³⁷ См. «**Энергорайон**» в разделе 1.

³⁸ Может быть в том числе национальной или региональной объединенной энергосистемой.

³⁹ Если разработчик проекта может доказать, что существенных ограничений на передачу электроэнергии между проектной энергосистемой и подключаемой энергосистемой нет, то обе энергосистемы допустимо рассматривать как единую проектную энергосистему. В этом случае может быть разработан общий коэффициент выбросов от производства электроэнергии. Если существуют ограничения на передачу электроэнергии, то общий коэффициент выбросов от производства электроэнергии не может быть разработан.

⁴⁰ Пропускная способность линии электропередачи (англ. Transmission capacity of a link) – наибольшая мощность, которая может быть передана по линии электропередачи, допустимая по условиям устойчивости работы энергосистемы и допустимой токовой нагрузке.

Для определения коэффициента выбросов действующей генерации (ОГ) используется один из следующих вариантов определения коэффициента(ов) выбросов CO₂ для чистого импорта электроэнергии (COEF_{i,j,imports}) из подключенной энергосистемы:

1. 0 тCO₂ /МВт·ч;
2. коэффициент(ы) выбросов конкретной(ых) электростанции(й), от которой(ых) импортируется электроэнергия, в том случае, когда имеются точные данные об этой(их) электростанции(ях);
3. средний коэффициент выбросов экспортирующей энергосети, в том случае, когда чистый импорт не превышает 20% от общего объема выработки электроэнергии в проектной энергосистеме;
4. коэффициент выбросов экспортирующей энергосети, определяемый согласно подходу, изложенному ниже в разделе 7, если чистый импорт превышает 20% от общего объема выработки электроэнергии в проектной энергосистеме.

В случае импорта электроэнергии из подключенной энергосистемы, расположенной за пределами Российской Федерации, используется коэффициент выбросов равный 0 тонн CO₂ за МВт·ч.

Экспорт электроэнергии не должен вычитаться из данных о производстве электроэнергии, используемых для расчета и мониторинга показателей проектных выбросов.

Подход для определения базового сценария приведен в Приложении 1.

Разработчик проекта вправе использовать методики и коэффициенты выбросов CO₂, законодательно утвержденные на территории Российской Федерации⁴¹. В этом случае разработчик проекта должен самостоятельно определить наиболее актуальный подход и источники выбросов, к оценке которых будут применены методики, задокументировать и обосновать применяемые алгоритмы для органа по валидации и верификации. Минимальные требования к определению базовой линии для климатических проектов, реализуемых и выпускающих углеродные единицы на территории Российской Федерации, определены в Приказе Минэкономразвития России от 11.05.2022 № 248⁴². Предлагаемые в данной методологии подходы согласуются со стандартизированным подходом, применяемым на международном уровне⁴³.

3.1 Оценка выбросов базовой линии

Выбросы в случае реализации базовой линии (BE_y, тCO₂) представляют собой произведение коэффициента базовых выбросов (EF_{bl,yp}, тCO₂ /МВт·ч) и количества электроэнергии, которое поставляет в изолированную энергосистему объединенная энергосистема в рамках проектной деятельности (EG_y, МВт·ч).

$$BE_y = EG_y \times EF_{bl,yp} \quad (3.1)$$

Где:

EG_y Количество электроэнергии, которое поставляет в изолированную энергосистему объединенная энергосистема в год *yp* (МВт·ч)

⁴¹ См. Приказ Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 27.05.2022 № 371 «Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов», Приказ Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 16.04.2015 №15-р «Об утверждении методических рекомендаций по проведению добровольной инвентаризации объема выбросов парниковых газов в субъектах Российской Федерации», Руководящие принципы МГЭИК (2006 г.), 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».

⁴² Приказ Минэкономразвития 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 отчета о реализации климатического проекта».

⁴³ Методология AM0045: Grid connection of isolated electricity systems. Version 3.0. CDM Methodology.

Коэффициент базовых выбросов⁴⁴ изолированной энергосистемы на момент подключения к энергосети ($EF_{bl,ini}$) рассчитывается как средневзвешенные выбросы на единицу электроэнергии ($tCO_2 / MВт·ч$) всех генерирующих электростанций, которые вытесняются из изолированной энергосистемы, при этом используются данные за последние три года до подключения к сети:

$$EF_{bl,ini} = \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,bl} \times COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,bl}} \quad (3.2)$$

Где:

$EF_{bl,ini}$	Коэффициент базовых выбросов изолированной энергосистемы ($tCO_2e/MВт·ч$) на момент подключения к энергосети
$F_{i,j,bl}$	Количество топлива i (единица массы или объема), потребленного соответствующими энергетическими установками j за последние три года
$COEF_{i,j}$	Коэффициент выбросов CO_2 от сжигания топлива типа i ($tCO_2 /$ единицу массы или объема топлива), учитывающий содержание углерода в топливе ($tCO_2 / TДж$), используемом соответствующими энергетическими установками j , низшую теплотворную способность топлива ($TДж /$ единицу масса или объема) и коэффициент окисления топлива i
$GEN_{j,bl}$	Количество электроэнергии ($MВт·ч$), поставленное в изолированную энергосистему энергоустановкой j за последние три года до начала реализации предлагаемого проекта

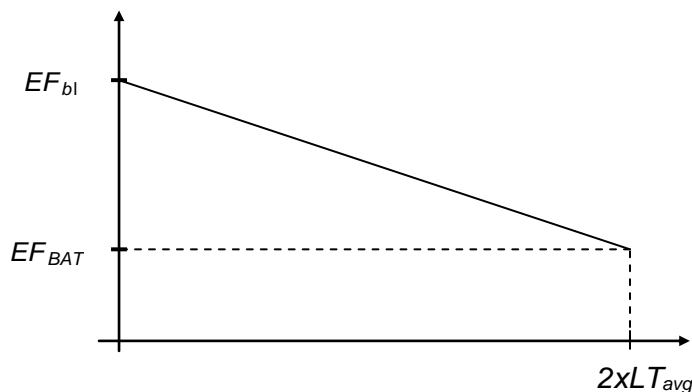
Расчет коэффициента выбросов CO_2 от сжигания топлива должен производиться в соответствии с методическими указаниями, изложенными в Приказе Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 27.05.2022 № 371⁴⁵.

Для расчета коэффициента базовых выбросов проекта необходимо учесть остаточный ресурс и сокращение срока службы существующего оборудования, и потенциальное увеличение спроса на электроэнергию (см. рисунок 1).

Рисунок 1. Корректировка коэффициента базовых выбросов в случае спроса, превышающего мощность поставки электроэнергии на момент присоединения изолированной энергосистемы

⁴⁴ Первоначальный коэффициент базовых выбросов на начало проектной деятельности ($EF_{bl,ini}$) рассчитывается как средневзвешенные выбросы от производства электроэнергии на единицу электроэнергии ($tCO_2/MВт·ч$) за последние три года до подключения к сети всех генерирующих установок, которые вытесняются из изолированной системы, с учетом повышения спроса вплоть до максимальной мощности на момент подключения изолированной энергосистемы к энергосети. В течение периода кредитования в случае спроса, превышающего максимальную мощность поставки электроэнергии на момент подключения к энергосети, при расчете коэффициента выбросов $EF_{bl,y}$ для базового сценария в году y используется динамика к коэффициентам выбросов наилучших доступных технологий для вида технологии, используемой в данной системе. Остаточный ресурс оборудования также учитывается при определении $EF_{bl,y}$. Оборудование, срок службы которого подходит к концу, заменяется в базовом сценарии наилучшими доступными технологиями для энергосистемы на начало проектной деятельности таким образом, чтобы наблюдалась динамика к коэффициентам выбросов наилучших доступных технологий, используемых в энергосистеме. Предполагается, что для оборудования, которое еще не выработало свой срок службы, эффективность производства электроэнергии и состав ископаемого топлива, сжигаемого в последние три года до подключения изолированной энергосистемы к энергосети, не будут существенно меняться в течение периода кредитования. Коэффициент выбросов наилучшей доступной технологии для типа технологии, используемой в системе, также считается фиксированным в течение всего периода кредитования и равным его значению на начало проектной деятельности.

⁴⁵ Приказ Министерства природных ресурсов России от 27.05.2022 № 371 «Об утверждении методик количественного определения объема выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов».



Учет остаточного ресурса и сокращения срока службы существующего оборудования выполняется следующим образом:

$$S_{yp} = S_{ini} - S_{ini} \frac{yp}{(2 \times LT_{avg})}, \text{ if } yp \leq 2 \times LT_{avg} \quad (3.3)$$

$$S_{yp} = 0, \text{ if } yp \geq 2 \times LT_{avg} \quad (3.4)$$

$$LT_{avg} = \frac{(\sum S_{ini} \times LT_{i,ini})}{\sum S_{ini}} \quad (3.5)$$

Где:

S_{yp}	Количество электроэнергии, которая в базовом сценарии поступала бы в ранее изолированную систему в проектный год yp (МВт), если бы оборудование в системе не было заменено в конце срока службы
S_{ini}	Мощность электроснабжения оборудования в изолированной системе (МВт) на момент подключения ее к энергосети
yp	Количество лет с момента подключения изолированной сети к энергосети (проектный год)
LT_{avg}	Средний остаточный срок службы оборудования, используемого в изолированной сети на момент подключения к энергосети, взвешенный с учетом пропускной способности оборудования на начало проектной деятельности
$LT_{i,ini}$	Срок службы оборудования i (годы), используемого в изолированной сети, оцененный на момент подключения изолированной системы к энергосети

Потенциальное увеличение спроса на электроэнергию учитывается следующим образом:

$$EF_{bl,yp} = EF_{bl,ini}, \quad \text{if } S_{yp} > 0 \text{ and } S_{yp} > D_{yp} \quad (3.6)$$

$$EF_{bl,yp} = \frac{EF_{bl,ini} \times S_{yp} + EF_{BAT} \times (D_{yp} - S_{yp})}{D_{yp}} \quad (3.7)$$

$$EF_{bl,yp} = EF_{BAT}, \quad \text{if } S_{yp} = 0 \quad (3.8)$$

Где:

$EF_{bl,yp}$	Коэффициент базовых выбросов ($\text{тCO}_2\text{э/МВт}\cdot\text{ч}$) проекта ранее изолированной энергосистемы в год yp
--------------	---

$D_{ур}$	Потребность в электроэнергии (МВт) в рамках проектной деятельности для ранее изолированной энергосистемы в год <i>ур</i>
EF_{BAT}	Коэффициент базовых выбросов (тCO ₂ э/МВт·ч) для наилучшей доступной технологии доступного типа технологии в изолированной энергосистеме; используется самый низкий коэффициент выбросов CO ₂ на начало проектной деятельности

4. Период кредитования проекта

Дата начала проектной деятельности не регламентируется.

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.

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.

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

Дополнительность должна быть продемонстрирована с помощью Руководства № 001 «Обоснование дополнительной проектной деятельности»⁴⁶ с учетом особенностей, изложенных в настоящем разделе.

Существующие меры и государственные программы, актуальные для данной проектной деятельности, должны быть четко указаны в ПТД и включены в оценку дополнительной проектной деятельности. Руководство № 001 применяется с учетом следующего:

- для инвестиционного анализа: в качестве вводной справочной информации необходимо описать любые конкретные механизмы финансирования и/или субсидирования, на которые имеют право подобные проекты.

Определение *альтернатив проектной деятельности*, соответствующих действующим законодательным и нормативным актам, выполняется в соответствии с Руководством № 001.

Инвестиционный анализ. Определите, является ли предложенная проектная деятельность (без учета средств от продажи углеродных единиц) экономически или финансово менее привлекательной, чем другие альтернативы. Для проведения инвестиционного анализа используются варианты анализа 1.2 или 1.3 Руководства № 001.

Анализ барьеров. Если этот шаг используется, то применяются процедуры из Руководства № 001. Разработчику проекта необходимо предоставить прозрачные и документированные доказательства, а также предложить консервативную интерпретацию этих документированных доказательств и того, как они демонстрируют существование и значимость выявленных барьеров.

Необходимо проверить, существуют ли запланированные инструменты в виде финансовых и/или организационных мероприятий, которые могут помочь преодолеть выявленные барьеры в течение периода кредитования. Подобные инструменты следует описать, указать срок их реализации, дать консервативную оценку достаточности / недостаточности этих

⁴⁶ Климатический проект, реализуемый и выпускающий углеродные единицы на территории Российской Федерации, должен соответствовать Статье 9 Федерального закона от 02.07.2021 № 296-ФЗ «Об ограничении выбросов парниковых газов», а также критериям, установленным согласно Приказу Минэкономразвития 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 отчета о реализации климатического проекта».

механизмов для преодоления выявленных барьеров в период кредитования. Применение финансовых и/или организационных мероприятий должно отслеживаться в течение срока действия проекта.

6. Требования к плану мониторинга

Все данные должны контролироваться, если иное не указано в таблицах Приложения 2. В зависимости от вида данных, параметры необходимо постоянно отслеживать или рассчитать всего один раз в течение периода кредитования.

Все измерения должны проводиться с помощью откалиброванного измерительного оборудования в соответствии с отраслевыми стандартами. Разработчику проекта необходимо отразить в ПТД информацию о применяемой системе обеспечения качества данных. Это могут быть сведения касающиеся инвентаризации, идентификации и описания используемого измерительного оборудования; описание процедур обеспечения качества / контроля качества в рамках мониторинга; организационные процедуры; данные калибровки и поверки измерительного оборудования; процедура хранения записей.

Все данные, собранные в рамках мониторинга, должны архивироваться в электронном виде и храниться не менее двух лет после окончания последнего периода кредитования.

Если разработчик предполагает использовать различные виды данных (измерения, значения по умолчанию), необходимо задокументировать используемые варианты. Расчет параметров, коэффициентов выбросов, исходных данных 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.

Важные параметры, которые контролируются в рамках мониторинга данной проектной деятельности:

- количество электроэнергии, поставляемое энергосетью в изолированную энергосистему (EG_v);
- коэффициент выбросов объединенной энергосистемы: данные, используемые для перерасчета коэффициентов выбросов действующей и возможной генерации (OG и PG), если это необходимо;
- конкретные механизмы финансирования и/или организационные мероприятия, на которые имеют право подобные проекты и которые могут помочь преодолеть выявленные барьеры в течение периода кредитования.

При прохождении процедуры валидации и верификации следует обратить внимание на следующие параметры:

- коэффициент выбросов изолированной энергосистемы до начала проектной деятельности;
- количество электроэнергии, поставляемой в изолированную энергосистему до начала проектной деятельности (необходимы исторические данные за три года).

Данные и параметры, отслеживаемые или не отслеживаемые в ходе проектной деятельности, приведены в Приложении 2.

7. Проектный сценарий

Выбросы от проектной деятельности – это выбросы, происходящие в результате производства электроэнергии, связанного с проектной деятельностью, за счет функционирования существующих электростанций и добавления новых источников генерации. Кроме того, учитываются выбросы, связанные с использованием SF₆ и потенциально более высокими потерями при передаче электроэнергии, чем в среднем по энергосети.

Проектный сценарий предполагает вытеснение электростанций, работающих на ископаемом топливе в изолированной энергосистеме, и расширение объединенной энергосистемы за счет присоединения изолированной энергосистемы.

Разработчик проекта должен задокументировать и обосновать в ПТД применяемые алгоритмы для органа по валидации и верификации. Разработчик проекта вправе использовать методики и коэффициенты выбросов CO₂, законодательно утвержденные на территории Российской Федерации⁴⁷. В этом случае разработчик проекта должен самостоятельно определить наиболее актуальный подход и источники выбросов, к оценке которых будут применены методики, задокументировать и обосновать применяемые алгоритмы для органа по валидации и верификации.

Минимальные требования к определению проектных выбросов для проектов, реализуемых и выпускающих углеродные единицы на территории Российской Федерации, определены в Приказе Минэкономразвития России от 11.05.2022 № 248⁴². Предлагаемые в данной методологии подходы согласуются со стандартизированным подходом, применяемым на международном уровне⁴³.

7.1 Выбросы при реализации проектной деятельности

Выбросы от реализации проекта рассчитываются следующим образом:

$$PE_y = (EG_y \times EF_p) \times (TL + 1) + PE_{SF_6,y} \quad (7.1)$$

Где:

PE_y	Выбросы от реализации проекта в год y (т CO _{2экв} /год)
EG_y	Количество электроэнергии, которое поставляет в изолированную энергосистему объединенная энергосистема в год y (МВт·ч)
EF_p	Коэффициента выбросов от производства электроэнергии (т CO ₂ /МВт·ч)
TL	Дополнительные потери при передаче и распределении электроэнергии ($1,0 \geq TL \geq 0,0$) в рамках проектной деятельности сверх потерь, происходящих в изолированной энергосистеме
$PE_{SF_6,y}$	Выбросы гексафторида серы (SF ₆), используемого для электроизоляции в новом оборудовании передачи и распределения электроэнергии в рамках проектной деятельности в течение года y (тонн CO _{2экв})

При расчёте проектных выбросов используются последние исторические данные о действующих и строящихся электростанциях объединенной энергосистемы.

Выбросы, связанные с использованием SF₆ в течение года y ($PE_{SF_6,y}$, тCO_{2экв}), рассчитываются согласно уравнению из раздела 7.1.1.

В случае, когда спрос превышает максимальную мощность энергоснабжения на момент подключения к энергосети, используется тренд к коэффициентам выбросов наилучших доступных технологий ($EF_{bl,BAT}$) для вида технологии, вытесняемой в изолированной энергосистеме:

$$if \ EG_y \leq EG_{max}, \quad BE_y = EG_y \cdot EF_{bl} \quad (7.2)$$

⁴⁷ См. Приказ Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 27.05.2022 № 371 «Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов», Приказ Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 16.04.2015 №15-р «Об утверждении методических рекомендаций по проведению добровольной инвентаризации объема выбросов парниковых газов в субъектах Российской Федерации», Руководящие принципы МГЭИК (2006 г.), 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».

$$\text{if } EG_y > EG_{max}, \quad BE_y = EG_{max} \cdot EF_{bl} + (EG_y - EG_{max}) \cdot EF_{bl,over} \quad (7.3)$$

Где:

BE_y	Выбросы в случае реализации базовой линии в год y (тCO ₂)
EF_{bl}	Коэффициент базовых выбросов (тCO ₂ /МВт·ч)
EG_y	Количество электроэнергии, поставляемой энергосистемой для проектной деятельности в год y (МВт·ч)
EG_{max}	Максимальная мощность энергоснабжения изолированной энергосистемы на момент подключения к объединенной энергосистеме (МВт·ч)

7.1.1 Выбросы SF₆, используемого для электроизоляции в новом оборудовании передачи и распределения электроэнергии

Выбросы SF₆, используемого для электроизоляции в новом оборудовании передачи и распределения электроэнергии в рамках проектной деятельности в течение года y ($PE_{SF6,y}$), в тоннах CO_{2экв}, рассчитываются следующим образом:

$$PE_{SF6,y} = M_{SF6,y} \times GWP_{SF6} \quad (7.4)$$

Где:

$M_{SF6,y}$	Среднее количество SF ₆ , выброшенного в результате утечек из оборудования в течение года y в тоннах SF ₆ . Значение определяется, используя информацию производителя оборудования и/или количество SF ₆ , добавленного в оборудование во время технического обслуживания
GWP_{SF6}	Потенциал глобального потепления гексафторида серы (ПГП = 23 900)

7.1.2 Коэффициент выбросов от производства электроэнергии

Определение коэффициента выбросов от производства электроэнергии (EF_p) в случае потребления электроэнергии из объединенной энергосистемы рассчитывается с помощью коэффициента выбросов комбинированной генерации (CG).

$$EF_p = W_{OG} \times EF_{OG,y} + W_{PG} \times EF_{PG,y} \quad (7.5)$$

Где:

W_{OG}	Весовой коэффициент для действующей генерации (%)
$EF_{OG,y}$	Коэффициент выбросов действующей генерации в год y (т CO ₂ /МВт·ч)
W_{PG}	Весовой коэффициент для возможной генерации (%)
$EF_{PG,y}$	Коэффициент выбросов возможной генерации в год y (т CO ₂ /МВт·ч)

Коэффициент проектных выбросов EF_p рассчитывается как средневзвешенное значение коэффициента выбросов действующей генерации ($EF_{OG,y}$) и коэффициента выбросов возможной генерации ($EF_{PG,y}$).

Веса w_{OG} и w_{PG} по умолчанию равны 50% (т. е. $w_{OG} = w_{PG} = 0,5$). Альтернативные веса могут быть использованы при условии, что $w_{OG} + w_{PG} = 1$, при этом должны быть представлены соответствующие доказательства, обосновывающие корректность применения альтернативных весов.

При условии подключения ранее изолированной энергосистемы к энергорайону, в котором существует избыток производства электроэнергии и наличие резервов мощности возобновляемых источников энергии на час прохождения максимума нагрузки энергосети, вес w_{PG} принимается равным 0.

Для проектной деятельности по производству ветровой и солнечной энергии можно использовать $w_{OG} = 0,75$ и $w_{PG} = 0,25$ (из-за их периодического и недиспетчерского характера) для первого и последующих периодов кредитования.

7.1.2.1 Расчёт коэффициента выбросов действующей генерации

Расчёт коэффициента выбросов действующей генерации (OG), выполняют используя один из следующих методов:

1. простой коэффициент выбросов действующей генерации⁴⁸;
2. простой скорректированный коэффициент выбросов действующей генерации⁴⁹;
3. коэффициент выбросов действующей генерации по данным диспетчерского анализа⁵⁰;
4. средний коэффициент выбросов действующей генерации⁵¹.

1. Простой коэффициент выбросов действующей генерации

Простой коэффициент выбросов действующей генерации ($EF_{OG, simple, y}$) рассчитывается как средневзвешенный выброс на единицу электроэнергии ($tCO_2/MВт·ч$) всех энергоустановок, обслуживающих проектную энергосистему, исключая электростанции с низкими эксплуатационными затратами и обязательной эксплуатацией (электростанции НЗ/ОЭ⁵²). Простой коэффициент выбросов действующей генерации рассчитывается с использованием данных о чистой выработке электроэнергии и коэффициента выбросов CO_2 от каждого энергоблока⁵³:

$$EF_{OG, simple, y} = \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} \quad (7.6)$$

⁴⁸ Использование данного метода предпочтительно, если имеются агрегированные данные о годовой выработке электроэнергии, потреблении топлива и типе(ах) топлива для каждой электростанции проектной энергосистемы; доля выработки электроэнергии электростанциями с низкими эксплуатационными затратами и обязательной эксплуатацией (далее электростанции НЗ/ОЭ) – менее 50% за последние 5 лет для проектной энергосистемы; средняя нагрузка по электростанциям НЗ/ОЭ менее средней наименьшей годовой нагрузки энергосистемы (минимальное зарегистрированное значение часовой нагрузки в МВт в энергосистеме в течение календарного года) за 3 года.

⁴⁹ Использование данного метода предпочтительно, если имеются агрегированные данные о годовой выработке электроэнергии, потреблении топлива, типе(ах) топлива, почасовые данные о нагрузке в энергосистеме для каждой электростанции проектной энергосистемы; доля выработки электроэнергии электростанциями НЗ/ОЭ более или равна 50% за последние 5 лет для проектной энергосистемы; средняя нагрузка по электростанциям НЗ/ОЭ более или равна средней наименьшей годовой нагрузке энергосистемы за 3 года.

⁵⁰ Использование данного метода предпочтительно, если имеются почасовые диспетчерские данные о выработке электроэнергии, потреблении топлива и типе(ах) топлива для каждой электростанции проектной энергосистемы.

⁵¹ Данный метод применяется, если нет возможности применить первые три способа расчета коэффициента выбросов действующей генерации.

⁵² Электростанции с низкими эксплуатационными затратами и обязательной эксплуатацией (НЗ/ОЭ, англ. LMCR) – это электростанции с низкими предельными затратами на выработку электроэнергии или диспетчеризируемые независимо от суточной или сезонной нагрузки в энергосети. К ним относятся гидро-, геотермальные, ветровые, низкзатратные на биомассе, атомные и солнечные электростанции. Если электростанция на ископаемом топливе работает независимо от суточной или сезонной нагрузки энергосети и если это можно продемонстрировать с помощью общедоступных данных, ее следует рассматривать как низкзатратную/обязательно эксплуатируемую. Импорт электроэнергии должен рассматриваться как одна электростанция НЗ/ОЭ.

⁵³ Применимо как в случае, если некоторые из энергоблоков в границах проекта являются низкзатратными/обязательно эксплуатируемыми, а некоторые – нет, так и если электростанции принадлежат к группе НЗ/ОЭ энергоблоков или если все энергоблоки в границах проекта не принадлежат к группе НЗ/ОЭ.

Где:

$F_{i,j,y}$	Количество топлива i (единица массы или объема), потребленного соответствующими энергетическими установками j за год(ы) y
$COEF_{i,j}$	Коэффициент выбросов $CO_{2экв}$ от сжигания топлива типа i ($tCO_{2экв}$ / единицу массы или объема топлива), принимая во внимание пересчет в $CO_{2экв}$ выбросов от сжигания топлива, используемого соответствующими источниками энергии j (аналогично для источников k) и процентное окисление топлива в год(ы) y
$GEN_{j,y}$	Количество электроэнергии (МВт·ч), поставленное в энергосеть источником j (аналогично для источников k)

Расчет коэффициента выбросов CO_2 от сжигания топлива должен производиться в соответствии с методическими указаниями, изложенными в Приказе Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 27.05.2022 № 371⁵⁴.

Простой коэффициент выбросов действующей генерации может быть рассчитан с использованием одного из двух следующих периодов данных для года(ов) y :

- среднее значение за 3 года, полученное на основе на самых последних статистических данных, доступных на момент подачи ПТД, или
- год, в котором происходит генерация в рамках проекта, если $EF_{OG,simple,y}$ обновляется на основе результата фактического мониторинга.

2. Простой скорректированный коэффициент выбросов действующей генерации

Простой скорректированный коэффициент выбросов OG ($EF_{grid,OG-adj,y}$) является разновидностью простого OG , при этом электростанции/энергоблоки (включая импорт) разделяются на низкозатратные/обязательно эксплуатируемые источники генерации (k) и другие источники энергии (m). Как и в варианте для простого OG , коэффициент рассчитывается на основе чистого производства электроэнергии каждым энергоблоком проектной энергосистемы и коэффициента выбросов для каждого энергоблока следующим образом:

$$EF_{OG,simple-adjusted,y} = (1 - \lambda_y) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} + \lambda_y \cdot \frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} \quad (7.7)$$

Где:

$F_{i,k,y}$	Количество топлива i (единица массы или объема), потребленного соответствующими электростанциями/энергоблоками k за год(ы) y
$COEF_{i,k}$	Коэффициент выбросов $CO_{2экв}$ от сжигания топлива типа i ($tCO_{2экв}$ / единицу массы или объема топлива), принимая во внимание пересчет в $CO_{2экв}$ выбросов от сжигания топлива, используемого соответствующими электростанциями/энергоблоками k и процентное окисление топлива в год(ы) y
$GEN_{k,y}$	Количество электроэнергии (МВт·ч), поставленное в энергосеть электростанциями/энергоблоками k
λ_y	% часов в году y (%), в течение которых низкозатратные/обязательно эксплуатируемые источники генерируют электроэнергию

Параметр λ_y определяется следующим образом:

$$\lambda_y(\%) = \frac{\text{Количество часов в году, в течение которых источники НЗ/ОЭ вырабатывают электроэнергию}}{8760 \text{ часов в году}} \quad (7.8)$$

⁵⁴ Приказ Министерства природных ресурсов России от 27.05.2022 № 371 «Об утверждении методик количественного определения объема выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов».

Где λ_y должна быть рассчитана следующим образом:

1. Постройте кривую интенсивности нагрузки. Соберите исторические данные о нагрузке (МВт) за каждый час в течение года, отсортируйте данные о нагрузке от самого высокого до самого низкого уровня нагрузки. Отобразите на графике значения, начиная от «8760 часов в году» в порядке убывания.
2. Упорядочите данные по источникам генерации. Соберите данные и рассчитайте значение общей годовой выработки электроэнергии (МВт·ч) от НЗ/ОЭ источников генерации (т. е. $GEN_{k,y}$).
3. Дополните график кривой интенсивности нагрузки. Проведите горизонтальную линию через кривую интенсивности нагрузки так, чтобы площадь под кривой (МВт·ч) была равна общей выработке электроэнергии (МВт·ч) от НЗ/ОЭ источников генерации (т. е. $GEN_{k,y}$).
4. Определите «Количество часов в году, в течение которых источники НЗ/ОЭ вырабатывают электроэнергию». Сначала найдите точку пересечения горизонтальной линии, построенной на этапе 3, и кривой интенсивности нагрузки, построенной на этапе 1. Количество часов (всего – 8760 часов) справа от точки пересечения – это количество часов, в течение которых НЗ/ОЭ источники генерации вырабатывают электроэнергию. Если линии не пересекаются, то можно сделать вывод, что источники НЗ/ОЭ не генерируют электроэнергию и λ_y равна 0. λ_y – это расчетное количество часов, деленное на 8760.

3. Коэффициент выбросов действующей генерации по данным диспетчерского анализа

Коэффициент выбросов ОГ по данным диспетчерского анализа ($EF_{OG,DD,y}$) определяется на основе данных от электростанций проектной энергосистемы, которые фактически находятся в диспетчерском управлении режимом генерации электроэнергии в течение каждого часа h , когда в рамках проектной деятельности происходит выработка электроэнергии. Данный подход не применим к историческим данным и, поэтому требует ежегодного мониторинга $EF_{OG,DD,y}$.

Коэффициент выбросов рассчитывается следующим образом:

$$EF_{OG,DD,y} = \frac{EF_{OG,y}}{EG_y} \quad (7.9)$$

Где:

EG_y Количество выработанной электроэнергии по проекту (МВт·ч) в год y
 $EF_{OG,y}$ Коэффициент выбросов CO_2 (tCO_2), связанный с действующей генерацией, рассчитанный как:

$$EF_{OG,y} = \sum_h EG_h \cdot EF_{DD,h} \quad (7.10)$$

Где:

EG_h Количество выработанной электроэнергии по проекту (МВт·ч) в каждый час h
 $EF_{DD,h}$ Часовые средневзвешенные выбросы на единицу выработки электроэнергии ($tCO_2/МВт·ч$) группы электростанций (n) в выборке 10% лучших объектов генерации в диспетчерском списке проектной энергосистемы в течение часа h , рассчитанные как:

$$EF_{DD,y} = \frac{\sum_{i,n} F_{i,n,h} \cdot COEF_{i,n,h}}{\sum_n GEN_{n,h}} \quad (7.11)$$

Где $F_{i,n,h}$, $GEN_{n,h}$ и $COEF_{i,n,h}$ аналогичны переменным, описанным выше для простого метода OG, но рассчитываются на почасовой основе для набора источников генерации (n), попадающих в 10% лучших в системе диспетчеризации. Чтобы определить набор станций (n), получите из диспетчерского центра: а) порядок диспетчеризации в проектной энергосистеме для каждой электростанции системы; и б) количество электроэнергии (МВт·ч), которое было зафиксировано диспетчерским центром от всех электростанций проектной энергосистемы в течение каждого часа работы в рамках проектной деятельности (GEN_h).

Выработка электроэнергии от каждой электростанции проектной энергосистемы суммируется за каждый час h (GEN_h), используя сведения о приоритетности выработки электростанциями. Набор электростанций (n) состоит из тех станций, которые находятся на «вершине» списка (т. е. имеют наименьший вклад), и чья суммарная выработка ($\sum GEN_h$) составляет 10% от общей выработки всех электростанций в течение этого часа (включая импорт в той степени, в которой он управляется диспетчерским центром).

4. Средний коэффициент выбросов действующей генерации

Средний коэффициент выбросов действующей генерации (OG) ($EF_{OG,av,y}$) рассчитывается как средний коэффициент выбросов всех электростанций проектной энергосистемы, используя уравнение 3.2 выше, но включая низкочастотные/обязательно эксплуатируемые источники генерации. Можно использовать любой из двух периодов данных, описанных для простого OG.

7.1.2.2 Расчёт коэффициента выбросов возможной генерации

Коэффициент выбросов возможной генерации (PG) ($EF_{PG,y}$) рассчитывается как средневзвешенный коэффициент выбросов генерации ($tCO_{2экв}/MВт·ч$) для выборки электростанций m следующим образом:

$$EF_{PG,y} = \frac{\sum_{i,m} F_{i,m,y} \cdot COEF_{i,m}}{\sum_m GEN_{m,y}} \quad (7.12)$$

Где $F_{i,m,y}$, $COEF_{i,m}$ и $GEN_{m,y}$ аналогичны переменным, описанным для расчета коэффициента выбросов действующей генерации по данным диспетчерского анализа для электростанций m , при этом используются самые последние доступные данные по уже построенным электростанциям. Выборочная группа m состоит из:

- пяти электростанций, которые были построены в последнее время, или
- ввода новых мощностей на существующих электростанциях энергосистемы, которые составляют 20% от выработки системы (МВт·ч) и которые были построены в последнее время⁵⁵.

Разработчику проекта следует использовать ту выборочную группу из этих двух вариантов, которая включает в себя большую годовую выработку электроэнергии.

Увеличение мощности в результате модернизации электростанций не должно включаться в расчет коэффициента выбросов возможной генерации.

⁵⁵ Определите дату, когда энергоблоки начали поставлять электроэнергию в сеть. Если ни один из энергоблоков в выборке не начал поставлять электроэнергию в сеть более 10 лет назад, то используйте данную выборку для расчета коэффициента выбросов возможной генерации.

Сокращение выбросов

Данный вид проектной деятельности в основном сокращает выбросы углекислого газа путем замены выработки электроэнергии изолированными системами с электростанциями, работающими на ископаемом топливе, на электроэнергию, поставляемую из объединенной энергосистемы. Сокращение выбросов ER_y в результате проектной деятельности в течение данного года y – это разница между базовыми выбросами (BE_y), проектными выбросами (PE_y) и выбросами от утечек (L_y), рассчитанная следующим образом:

$$ER_y = BE_y - PE_y - L_y \quad (7.13)$$

Где:

ER_y	Сокращение выбросов в год y (т CO ₂ /г)
BE_y	Базовые выбросы в год y (т CO ₂ /г)
PE_y	Выбросы по проекту в год y (т CO ₂ /г)
L_y	Утечки выбросов в год y (т CO ₂ /г)

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 оценки разработчику проекта следует создать подробную матрицу, содержащую, как минимум, следующую информацию:

1. перечень основных этапов реализации климатического проекта;
2. перечень и описание рисков, которые могут возникнуть на каждом этапе климатического проекта;
3. описание вероятности наступления каждого риска (для этого могут быть использованы варианты оценки «низкий, средний, высокий» или любые другие понятные числовые шкалы);
4. описание влияния каждого риска на результаты всего проекта (для этого могут быть использованы варианты оценки «низкий, средний, высокий» или любые другие понятные числовые шкалы);
5. описание периода влияния каждого риска на весь климатический проект;
6. описание разработанных мер по минимизации или предотвращению каждого вида риска;
7. описание временного периода, необходимого для реализации каждой меры, которая снижает или предотвращает возникновение риска.

Рекомендуемая для заполнения таблица, отражающая результат принятых мер по управлению рисками, приведена в Приложении 3.

8. Оценка выбросов от утечек в ходе реализации проекта

Согласно Приказу Минэкономразвития России от 11.05.2022 № 248⁵⁶ мероприятия проекта не должны приводить к совокупному увеличению массы выбросов парниковых газов или снижению уровня их поглощения вне области влияния таких мероприятий. При этом

⁵⁶ Приложение № 1 к приказу Минэкономразвития России от 11.05.2022 № 248, пункт «в».

необходимо принимать во внимание и полностью учитывать тот факт, что если утечки в ходе реализации проекта⁵⁷ существуют, то они должны быть оценены.

Разработчик проекта должен самостоятельно определить наиболее подходящие методы, которые будут применяться для оценки утечки, задокументировать и обосновать применяемые алгоритмы для органа валидации и верификации, включая подходы, применяемые на международном уровне.

Разработчик проекта должен указать в ПТД учитываемые источники утечек. Если источники выбросов не учитываются, разработчику проекта необходимо предоставить соответствующее обоснование в ПТД.

Возможными выбросами, потенциально приводящими к утечке в контексте проектов электрификации, являются выбросы, возникающие при строительстве линий электропередач. Утечки⁵⁸, связанные с обезлесением при строительстве соединительных линий, рассчитываются следующим образом:

$$L_1 = A_{def} \times L_C \quad (8.1)$$

Где:

L_1	Утечка выбросов, которая подлежит учету в первый год периода кредитования проекта
A_{def}	Площадь обезлесенных земель, гектары
L_C	Запас углерода на единицу площади (надземная часть, подземная часть, углерод почвы, подстилка и мертвая биомасса), тонн CO ₂ на гектар

Утечка от обезлесения является мгновенным выбросом. Если расчетная утечка от обезлесения составляет менее 1% от расчетных сокращений выбросов проекта за первый период кредитования, то утечка не учитывается. В противном случае общую оценку утечки необходимо полностью вычесть из сокращений выбросов в первый период верификации.

Для данного типа проектов от разработчика не требуется рассматривать другие источники выбросов как утечки⁵⁹.

9. Анализ риска непостоянства

Не применимо к данной проектной деятельности.

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

Климатический проект должен демонстрировать соответствие всем требованиям законодательства в той юрисдикции, где он расположен (включая, помимо прочего, методики из раздела «Нормативные ссылки»). Разработчику проекта необходимо минимизировать риск того, что его проект может привести к негативным последствиям для местных сообществ, биоразнообразия и окружающей среды. Проект не должен приводить к увеличению загрязнения атмосферы, почвы, поверхностных и грунтовых вод, а также к конфликтам между сообществами, проблемам землевладения, принудительному выселению, нарушениям прав

⁵⁷ 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 (если это применимо) (см. CDM-EB07-A04-GLOS Glossary CDM terms. Version 11.0).

⁵⁸ Изменение запасов углерода в результате вырубки биомассы.

⁵⁹ Предполагается, что возможные выбросы, приводящие к утечкам в контексте проектов, связанных с электрификацией, очень малы и поэтому, по сравнению с потенциальным сокращением выбросов, являются незначительными.

человека или ухудшению состояния здоровья и самочувствия из-за ограничения доступа к лесам или природным зонам.

Разработчику проекта необходимо избегать двойного учета⁶⁰ 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 или сохранения базовой линии в случае продления периода кредитования и проектной деятельности

При продлении периода кредитования проект подлежит проверке с элементами валидации и технической оценки органом по валидации и верификации для определения необходимых обновлений исходных условий, дополнительности и количественной оценки сокращений выбросов.

Продление периода кредитования зарегистрированной проектной деятельности предоставляется только в том случае, если разработчик проекта может предоставить доказательства того, что первоначальная базовая линия проекта все еще действительна или была обновлена с учетом новых данных (если это применимо).

Разработчик проекта должен обновить разделы ПТД, относящиеся к базовой линии, расчетным сокращениям выбросов и плану мониторинга, используя утвержденную методологию базовой линии и мониторинга: последняя утвержденная версия методологии базовой линии и мониторинга, примененная в первоначальной ПТД зарегистрированной проектной деятельности, должна использоваться во всех случаях, когда это применимо.

Демонстрация достоверности первоначальной базовой линии или ее обновления требует не повторной оценки базового сценария, а скорее оценки выбросов, которые могли бы произойти в результате этого сценария. Дополнительность при возобновлении периода кредитования проверяется на соответствие критериям в рамках Руководства № 001 «Обоснование дополнительности проектной деятельности» на дату начала нового периода кредитования.

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 методологии с целью продления периода кредитования.

Оценка достоверности исходной/текущей базовой линии и обновление базовой линии при продлении периода кредитования

Процедура оценки достоверности базовой линии и обновления базовой линии при продлении периода кредитования состоит из двух этапов. Первый этап состоит из оценки достоверности текущей базовой линии для следующего периода кредитования. Второй этап применим, если текущая базовая линия не действительна для следующего периода кредитования и требуется обновление базовой линии (см. Приложение 4).

12. Нормативные ссылки

1. AM0045: Grid connection of isolated electricity systems. Version 3.0. CDM Methodology.
2. 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

⁶⁰ Определение дано в сносках раздела 2.3.

- климатическим проектам, формы и порядка представления отчетности о реализации климатического проекта» (зарегистрирован в Министерстве юстиции России 30.05.2022 № 68642).
3. 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).
 4. 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 газов или увеличению их поглощения на уровне проекта (утвержден и введен в действие Приказом Росстандарта от 30.09.2021 № 1030-ст).
 5. 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).
 6. 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).
 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 России 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. ACM0002: Grid-connected electricity generation from renewable sources. Version 21.0. CDM Methodology.
 11. TOOL01 Methodological tool. Tool for the demonstration and assessment of additionality. Version 07.0.0. CDM Methodology.
 12. TOOL05 Methodological tool. Baseline, project and/or leakage emissions from electricity consumption and monitoring of electricity generation. Version 03.0. CDM Methodology.
 13. TOOL07 Methodological tool. Tool to calculate the emission factor for an electricity system. Version 07.0. CDM Methodology.
 14. Methodological Tool. Assessment of the validity of the original/current baseline and update of the baseline at the renewal of the crediting period. Version 03.0.1. CDM Methodology.
 15. ГОСТ 21027-2021. Межгосударственный стандарт. Системы электроэнергетические. Термины и определения.
 16. ГОСТ 19431-84. Энергетика и электрификация. Термины и определения.
 17. ГОСТ 24291-90 Межгосударственный стандарт. Электрическая часть электростанции и электрической сети. Термины и определения.
 18. 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.
 19. ГОСТ 21027-2021. Межгосударственный стандарт. Системы электроэнергетические. Термины и определения.
 20. ГОСТ Р 53905-2010. Энергосбережение. Термины и определения

Приложение 1. Подход для определения базового сценария

Базовый сценарий определяется следующим образом:

1. Определяются реалистичные и надежные альтернативные сценарии, которые соответствуют обязательным применимым законодательным и нормативным требованиям:

1.1. Альтернативы могут включать:

1.1.1. проектную деятельность, реализованную без регистрации в качестве климатического проекта;

1.1.2. проектную деятельность, реализованную в более позднее время и выполненную без регистрации в качестве климатического проекта.

1.2. Альтернативные сценарии проектной деятельности должны соответствовать всем обязательным применимым законодательным и нормативным требованиям при определении базового сценария⁶¹, даже если эти законы и нормативные акты преследуют иные цели, чем сокращение выбросов ПГ, например, снижение загрязнения воздуха.

2. Выявляются барьеры и оцениваются альтернативные сценарии, которым не мешают данные барьеры:

2.1. Составляется полный список барьеров, которые не позволят реализовать альтернативные сценарии без регистрации в качестве климатического проекта (см. Руководство № 001 «Обоснование дополнительности проектной деятельности»).

2.2. Проектная деятельность, осуществляемая без регистрации в качестве проектной деятельности, является одной из рассматриваемых альтернатив, соответственно, любой барьер, который может помешать осуществлению предлагаемой проектной деятельности, включается в список выявленных барьеров. Разработчику проекта необходимо прозрачно указать, каким альтернативам препятствует хотя бы один из ранее выявленных барьеров, и исключить эти альтернативы из дальнейшего рассмотрения. Все альтернативы должны сравниваться с одним и тем же набором барьеров.

2.3. Если существует только один альтернативный сценарий, которому не препятствует ни один из выявленных барьеров, то этот альтернативный сценарий определяется как базовый сценарий.

2.4. Если остается более одной достоверной и правдоподобной альтернативы, разработчику проекта необходимо в качестве консервативного допущения использовать альтернативный базовый сценарий, который приводит к самым низким базовым выбросам, как наиболее вероятный базовый сценарий, или выполнить инвестиционный анализ (см. Руководство №001 «Обоснование дополнительности проектной деятельности»).

3. Инвестиционный анализ:

3.1. Инвестиционный анализ проводится в соответствии с указаниями Руководства № 001 «Обоснование дополнительности проектной деятельности». Наиболее правдоподобным базовым сценарием выбирается наиболее экономически привлекательная альтернатива.

3.2. Учитывается национальная/региональная/секторальная политика: в случае, если введены нормативные акты, предписывающие объединение изолированных энергосистем, такие изолированные системы не могут учитываться в предлагаемой проектной деятельности и должны быть исключены из границ проекта. Разработчику проекта необходимо задокументировать в ПТД все ситуации, которые могут быть

⁶¹ Дополнительно см. Приложение 3 к отчету 22-го заседания Исполнительного совета: «Разъяснения по поводу учета национальной и/или секторальной политики и обстоятельств в базовых сценариях».

отнесены к данному случаю. Разработчику проекта также следует определить все механизмы, которые потенциально могут устранить барьеры, препятствующие реализации сценария «проектная деятельность, реализованная без регистрации в качестве проектной деятельности», и считать, что с момента преодоления выявленных барьеров с помощью одного или нескольких механизмов (финансирование и/или организационные мероприятия) сценарий проекта, осуществляемого без регистрации (если он является наиболее экономически или финансово привлекательным среди остальных сценариев), становится базовым сценарием.

Приложение 2. Контролируемые / не контролируемые данные и параметры

Общие параметры, подлежащие / не подлежащие мониторингу в результате деятельности по реализации климатического проекта.

Таблица А2.1. Данные и параметры, не подлежащие мониторингу

№	Данные / Параметр	Единица данных	Наименование	Источник данных	Порядок измерений (если применимо)	Комментарий
1	$COEF_{i,j}$	тCO ₂ / единица массы или объема	Коэффициент выбросов CO ₂ каждого вида топлива i, потребляемого электростанциями j изолированной системы в базовом сценарии. Рассчитывается как произведение содержания углерода в ископаемом топливе на единицу произведенной энергии, низшей теплотворной способности и коэффициента окисления топлива	Последние статистические данные (местные) или МГЭИК	Не применимо	Получены при валидации. Общедоступные официальные данные. Стандартные данные и официальная статистика используются для проверки местных данных. Значения для конкретной электростанции или национальные данные предпочтительнее значений по умолчанию МГЭИК
2	$COEF_{i,IMPORTS}$	тCO ₂ / единица массы или объема	Коэффициент выбросов CO ₂ каждого вида топлива i (при наличии импорта)	Последние статистические данные (местные) или МГЭИК	Не применимо	Обновляется ежегодно. Общедоступные официальные данные. Стандартные данные и официальная статистика используются для проверки местных данных. Значения для конкретной электростанции или национальные данные предпочтительнее значений по умолчанию МГЭИК
3	$COEF_i$	тCO ₂ / единица массы или объема	Коэффициент выбросов CO ₂ каждого вида топлива i	Последние статистические данные (местные) или МГЭИК	Статистические данные	Обновляется ежегодно. Общедоступные официальные данные. Стандартные данные и официальная статистика используются для проверки местных данных. Значения для конкретной электростанции или национальные данные предпочтительнее значений по умолчанию МГЭИК
4	$GEN_{j,bl}$	МВт·ч	Электроэнергия, поставляемая в изолированную систему в базовом сценарии энергоустановкой j в течение последних трех лет до начала проектной деятельности	Исторические данные, основанные на показаниях счетчиков электроэнергии	При валидации. Прямые измерения или общедоступные официальные данные. Дополнительная проверка по квитанции о продаже/оплате. Стандартные данные и официальная статистика используются для проверки местных данных	На основе последних статистических данных, доступных на момент подачи ПТД. Дополнительная проверка по квитанции о продаже/оплате
5	$F_{i,j,bl}$	Масса или объем	Количество ископаемого топлива, потребленного каждой электростанцией изолированной системы в базовом сценарии в течение последних трех лет до начала проектной деятельности	Исторические данные по изолированной системе	При валидации. Прямые измерения или общедоступные официальные данные. Стандартные данные и официальная статистика используются для проверки местных данных	На основе последних статистических данных, доступных на момент представления ПТД. Получены от производителей, диспетчерских центров, электроэнергетических агентств или из литературных источников
6	LT_{avg}	лет	Средний остаточный срок службы оборудования. Рассчитывается с помощью формулы 4, приведенной в разделе, касающемся определения базовых выбросов	Проектная деятельность	При валидации	Используется экспертная оценка
7	EF_{BAT}	тCO _{2a} / МВт·ч	Коэффициент базовых выбросов (в тCO _{2a} / МВт·ч) для наиболее эффективной вытесняемой технологии в изолированной энергосистеме	Проектная деятельность	При валидации. Измерения и расчеты. Прямые измерения или общедоступные официальные данные	-

№	Данные / Параметр	Единица данных	Наименование	Источник данных	Порядок измерений (если применимо)	Комментарий
8	$EF_{bl,ini}$	$tCO_2s /$ МВт·ч	Коэффициент базовых выбросов (в $tCO_2s /$ МВт·ч) изолированной системы на момент подключения к сети	Проектная деятельность	При валидации. Рассчитывается	-
9	A_{def}	гектары	Площадь земель, обезлесенных при строительстве линий электропередачи	Проектная деятельность	При валидации. Топографическая характеристика и/или инженерные установки и/или карты. Прямые измерения или общедоступные официальные данные	-
10	TL	%	Дополнительные потери при передаче электроэнергии	Проектная деятельность	Ежегодно. Непосредственно измеренные или общедоступные данные	-
11	S_{ini}	МВт	Мощность электроснабжения оборудования в изолированной системе (в МВт) на момент подключения к сети	Паспортные сведения об оборудовании	При валидации	-
12	$LT_{i,ini}$	лет	Срок службы оборудования i на момент его замены в сети	Место реализации проекта	-	-
13	L_c	$tCO_2 /$ гектар	Запас углерода на единицу площади (надземный, подземный, почвенный углерод, подстилка и мертвая биомасса)	-	-	-

Таблица A2.2. Данные и параметры, подлежащие мониторингу

№	Данные / Параметр	Единица данных	Наименование	Источник данных	Порядок измерений	Периодичность мониторинга	Процедуры обеспечения и контроля качества	Комментарий
1	$EF_{OG,y}$	$tCO_2 /$ МВт·ч	Коэффициент выбросов CO_2 действующей генерации	Проектная деятельность	Рассчитывается	Ежегодно	-	-
2	$EF_{PG,y}$	$tCO_2 /$ МВт·ч	Коэффициент выбросов CO_2 возможной генерации	Проектная деятельность	Рассчитывается	Ежегодно	-	-
3	EF_p	$tCO_2 /$ МВт·ч	Коэффициент выбросов CO_2 сети	Проектная деятельность	Рассчитывается	Ежегодно	-	Рассчитывается, как указано в «Инструменте для расчета коэффициента выбросов для электросистем»
4	$F_{i,j,y}$	Масса объема	Количество ископаемого топлива i, потребленного каждой электростанцией j в течение года y	Последние статистические данные (местные)	Статистические данные	Ежегодно	Прямые измерения или общедоступные официальные данные. Стандартные данные и официальная статистика используются для проверки местных данных	Получены от производителей, диспетчерских центров, электроэнергетических агентств или из литературных источников

№	Данные / Параметр	Единица данных	Наименование	Источник данных	Порядок измерений	Периодичность мониторинга	Процедуры обеспечения и контроля качества	Комментарий
5	GEN _{ij/k,y}	МВт·ч	Производство электроэнергии каждой электростанции	Последние статистические данные (местные)	Статистические данные	Ежегодно	Прямые измерения или общедоступные официальные данные. Дополнительная проверка по квитанции о продаже/оплате. Стандартные данные и официальная статистика используются для проверки местных данных	Полученные от производителей, диспетчерских центров, электроэнергетических агентств или литературных источников (информация о производстве электроэнергии на основе возобновляемых источников энергии, которое не должно быть вытеснено в изолированной системе, если таковая имеется, должна быть включена для проверки того, не будет ли существенно затронута ее работа)
6	Название энергоустановки / электростанции	Текст	Название энергоустановки / электростанции, включенной в границы проекта	Последние статистические данные (местные)	Статистическая информация	Ежегодно	Общедоступные официальные данные	Идентификационная информация о энергоустановке / электростанции (j, k или n), полученная от производителей, диспетчерских центров, электроэнергетических агентств или из литературных источников
7	Последовательность диспетчеризации	Текст	Последовательность диспетчеризации (приоритетность выработки) каждого энергообъекта, включенного в границу проекта	Последние статистические данные (местные)	Статистическая информация	Ежегодно	Общедоступные официальные данные	Последовательность диспетчеризации, полученная от производителей, диспетчерских центров, электроэнергетических агентств или из литературы
8	GEN _{ij/k,y} IMPORTS	МВт·ч	Количество импортируемой электроэнергии в проектную энергосистему	Последние статистические данные (местные)	Статистическая информация	Ежегодно	Прямые измерения или общедоступные официальные данные. Для проверки местных данных используются данные по умолчанию и литературная статистика	Получены от производителей, диспетчерских центров, электроэнергетических агентств или из литературных источников

№	Данные / Параметр	Единица данных	Наименование	Источник данных	Порядок измерений	Периодичность мониторинга	Процедуры обеспечения и контроля качества	Комментарий
9	$M_{SF_6, y}$	тонн SF ₆	SF ₆ утечки от нового оборудования в рамках проектной деятельности в году y, в единицах массы	Проектная деятельность	Информация производителя оборудования и/или количество SF ₆ , ежегодно добавляемое в оборудование во время технического обслуживания	Ежегодно	Прямые измерения или общедоступные данные	Информация производителя оборудования также может быть использована для перекрестной проверки
10	Государственная политика	-	Проверка и оценка финансовых и организационных мероприятий, которые могут помочь в реализации проекта	Проектная деятельность	-	При каждой верификации	-	На основе общедоступных официальных данных и/или литературных источников
11	$D_{ур}$	МВт	Потребность в электроэнергии по сценарию проектной деятельности	Проектная деятельность	-	Ежегодно	Прямые измерения или общедоступные официальные данные	На основе последних статистических данных, доступных на момент представления ПТД. Получены от производителей, диспетчерских центров, электроэнергетических агентств или из литературных источников
12	$S_{ур}$	МВт	Энергоснабжение вытесненных электростанций в изолированной сети в базовом сценарии	Проектная деятельность	Рассчитывается	Ежегодно	Расчетное значение	На основе среднего остаточного срока службы оборудования
13	$ур$	Годы	Количество лет с момента подключения изолированной сети к энергосети	Место реализации проекта	Дата подключения к сети каждой изолированной системы, включенной в границы проекта. $ур$ равен количеству лет от даты подключения до года y в периоде кредитования	-	-	Проект может включать различные изолированные сети, подключенные к энергосистеме в разные годы в течение периода кредитования

Приложение 3. Управление рисками

Таблица А3.1. Управление рисками

Этап реализации климатического проекта	Описание риска	Вероятность возникновения	Влияние на проект	Период влияния	Методы минимизации риска	Период выполнения мероприятий
		1. низкая 2. средняя 3. высокая	1. низкое 2. среднее 3. высокое	1. подготовительный 2. 1-2 года после реализации 3. Весь период реализации климатического проекта	Подробное описание мер по снижению каждого риска	Описание сроков реализации разработанных мероприятий
		Шкала от 1 до 5 или другие	Шкала от 1 до 5 или другие			

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

В данном приложении описана процедура подтверждения достоверности исходной/текущей базовой линии при продлении периода кредитования.

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.*

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.*

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.*

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.*

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.

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

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

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

2. Обновление данных и параметров

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.