ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 71970— 2025

СИСТЕМА СТАНДАРТОВ РЕАЛИЗАЦИИ КЛИМАТИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ

Методика для проектов по подключению к сети изолированных энергетических систем

Издание официальное

Москва
Российский институт стандартизации
2025

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Институтом глобального климата и экологии им. академика Ю.А. Израэля (ИГКЭ) совместно с обществом с ограниченной ответственностью «НИИ экономики связи и информатики «Интерэкомс» (ООО «НИИ «Интерэкомс») и Федеральным государственным автономным учреждением «Научно-исследовательский институт «Центр экологической промышленной политики» (ФГАУ «НИИ «ЦЭПП»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 020 «Экологический менеджмент и экономика»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 12 марта 2025 г. № 120-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации». Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (*gost.e-ecolog.ru

© Оформление. ФГБУ «Институт стандартизации», 2025

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины, определения и сокращения 2
4 Основные положения 3
4.1 Область применения методики 3
4.2 Границы проекта 4
5 Определение базовой линии 5
5.1 Основные положения 5
5.2 Оценка выбросов базовой линии 7
6 Требования к срокам выполнения проекта 9
7 Требования дополнительности 9
8 Требования к плану мониторинга 9
9 Проектный сценарий 10
10 Оценка выбросов от утечек в ходе реализации проекта 14
11 Минимизация риска непостоянства 15
12 Методы предотвращения двойного учета, негативного воздействия на окружающую среду и общество 15
13 Рекомендации в отношении изменения или сохранения базовой линии в случае продления зачетного периода и проектной деятельности 15
Приложение А (справочное) Оценка достоверности исходной/текущей базовой линии при продлении зачетного периода 17
Приложение Б (справочное) Подход для определения базового сценария 18
Приложение В (справочное) Рекомендации по подтверждению дополнительности проектной деятельности 19
Приложение Г (справочное) Контролируемые/неконтролируемые данные и параметры 26
Приложение Д (справочное) Управление рисками 32
Библиография 33

Введение

Практика реализации климатических проектов была начата в период действия Киотского протокола. После его окончания торговля сокращениями выбросов парниковых газов реализовывалась в рамках национальных юрисдикций (например, China Certified Emission Reductions, Carbon Registry — India и др.), а также в рамках частных программ выпуска углеродных единиц (например, Verified Carbon Standard, Gold Standard, Global Carbon Council и др.). В настоящее время Парижское соглашение, подписанное 194 странами после окончания Киотского протокола, предусматривает в т. ч. рыночные механизмы сокращения выбросов парниковых газов и передачу на международном уровне результатов реализации мероприятий по предотвращению изменения климата. Таким образом, рыночные механизмы поддержки проектов по сокращению выбросов парниковых газов активно развиваются как на локальном, так и на глобальном уровнях.

В рамках функционирования вышеназванных механизмов постепенно вырабатывались принципы качества климатических проектов. К таким принципам относятся, например, дополнительность проекта, точные и надежные методы учета сокращения выбросов и увеличения поглощения, отсутствие двойного учета, постоянство достигнутых сокращений выбросов. Высокое качество климатических проектов, а также прозрачность процесса их реализации являются основным условием их конкурентоспособности на рынке углеродных активов.

В Российской Федерации реализация климатических проектов предусмотрена [1]. Статья 5 [1] предусматривает утверждение документов национальной системы стандартизации в области ограничения выбросов парниковых газов, в т. ч. в отношении реализации климатических проектов и определения углеродного следа.

Комплекс национальных стандартов под общим наименованием «Система стандартов реализации климатических проектов» основывается на лучших международных практиках, выработанных различными программами выпуска углеродных активов. За основу взяты базовые принципы и методическая база, выработанные в ходе развития Механизма чистого развития, одного из рыночных механизмов Киотского протокола.

Целями разрабатываемого комплекса национальных стандартов под общим наименованием «Система стандартов реализации климатических проектов» являются:

- оказание содействия государственным и частным компаниям, промышленным предприятиям, а также регулирующим органам по выполнению их обязательств по сокращению выбросов парниковых газов в рамках проектов, реализуемых в соответствии с [1];
- обеспечение качества углеродных единиц, выпускаемых в рамках российской системы реализации климатических проектов, унификация структуры и терминологии реализуемых климатических проектов;
- повышение прозрачности процесса реализации климатических проектов;
- достижение целей устойчивого развития как на национальном, так и корпоративном уровне, в частности цель № 13 «Принятие срочных мер по борьбе с изменением климата и его последствиями».

Стандарты представляют собой руководящие документы в области реализации отдельных типов климатических проектов. В стандартах устанавливаются правила, в соответствии с которыми должны оцениваться результаты климатических проектов, выраженные в сокращении выбросов или увеличении поглощения парниковых газов, и оформляться проектная документация. Стандарты не предназначены для решения задач проектирования и эксплуатации энергосистем, электрических сетей и объектов электроэнергетики.

В рамках настоящего стандарта допускается применение упрощенных модельных подходов к представлению электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики, необходимых и достаточных для целей реализации и оценки результатов климатических проектов.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

СИСТЕМА СТАНДАРТОВ РЕАЛИЗАЦИИ КЛИМАТИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ

Методика для проектов по подключению к сети изолированных энергетических систем

System of standards for implementing carbon offsetting projects.
Methodology for isolated power grid connection projects

Дата введения — 2025—06—01

1 Область применения

Настоящий стандарт устанавливает методику реализации климатических проектов по подключению изолированных энергосистем к проектной энергосистеме с закрытием всех углеродоемких источников генерации электроэнергии в изолированной энергосистеме, включающих в себя отдельные генерирующие установки, электростанции и/или их совокупности, и т. д., электроэнергия на которых вырабатывалась за счет сжигания углеводородного топлива с бóльшими выбросами CO_2, чем в проектной энергосистеме. Соединение изолированной энергосистемы с проектной энергосистемой выполняется в рамках проектных мероприятий посредством строительства электрической сети.

Соответствие требованиям настоящего стандарта может быть заявлено при выполнении всех требований настоящего стандарта, за исключением рекомендательных требований, указанных в разделе 6, а также рекомендаций по управлению рисками.

Настоящий стандарт предназначен для применения исполнителями климатических проектов, органами по валидации и верификации ПГ и иными заинтересованными лицами, вовлеченными в реализацию климатических проектов.

Установленная в настоящем стандарте методика применяется в рамках реализации климатических проектов, отнесенных к таковым в соответствии с критериями и порядком, утвержденными [2], и не распространяется на регулируемую в рамках законодательства деятельность по планированию перспективного развития электроэнергетики, технологическому присоединению и выводу из эксплуатации объектов электроэнергетики, предусмотренную [3].

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 56267/ISO/TR 14069:2013 Газы парниковые. Определение количества выбросов парниковых газов в организациях и отчетность. Руководство по применению стандарта ИСО 14064-1

ГОСТ Р 56828.32—2017 Наилучшие доступные технологии. Ресурсосбережение. Методологии идентификации

ГОСТ Р ИСО 14064-2 Газы парниковые. Часть 2. Требования и руководство по количественному определению, мониторингу и составлению отчетной документации на проекты сокращения выбросов парниковых газов или увеличения их поглощения на уровне проекта

ГОСТ Р ИСО 14080 Управление парниковыми газами и связанные виды деятельности. Система подходов и методическое обеспечение реализации климатических проектов

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный

Издание официальное

стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины, определения и сокращения

3.1 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ Р ИСО 14064-2, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 **изолированная энергосистема** (isolated power system): Энергосистема с высокоуглеродной генерацией, электроэнергия в которой передается по электрическим сетям бытовым потребителям и/или промышленным, и/или коммерческим предприятиям, не связанная электрическими связями для параллельной работы с другими энергосистемами.

Примечания

1 В рамках настоящего стандарта изолированная энергосистема может быть представлена отдельной(ыми) установкой(ами) генерации электроэнергии, изолированной электростанцией или их совокупностью.

2 В контексте настоящего стандарта, изолированная энергосистема должна отвечать одному из следующих условий:

любая изолированная энергосистема, в которой не менее 65 % установленной мощности электроэнергии приходится на генерацию электроэнергии за счет сжигания ископаемых топлив;

любая изолированная энергосистема максимальной установленной мощности до 1000 МВт, в которой не менее 80 % установленной мощности приходится на генерацию электроэнергии за счет сжигания ископаемых топлив.

3.1.2 **коэффициент выбросов возможной генерации** (possible generation emission factor)[1)]: Коэффициент выбросов, относящийся к группе потенциальных электростанций, на работу и дальнейшую эксплуатацию которых повлияет предлагаемая проектная деятельность.

3.1.3 **коэффициент выбросов действующей генерации** (operating generation emission factor)[2)]: Коэффициент выбросов, относящийся к группе существующих электростанций, на текущее производство электроэнергии которых влияет предлагаемая проектная деятельность.

3.1.4 **коэффициент выбросов комбинированной генерации** (combined generation emission factor)[3)]: Результат средневзвешенного значения двух коэффициентов выбросов, относящихся к системе генерации электроэнергии — коэффициента выбросов возможной и действующей генерации.

3.1.5 **зачетный период** (crediting period): Период, в течение которого верифицированные и сертифицированные сокращения выбросов парниковых газов или увеличение чистой антропогенной абсорбции парниковых газов поглотителями (в зависимости от ситуации), связанные с деятельностью по климатическому проекту, могут привести к выпуску углеродных единиц.

Примечание — Временной период, который применяется к зачетному периоду деятельности по климатическому проекту, и то, является ли зачетный период возобновляемым или фиксированным, определяются в соответствии с разделом 6.

3.1.6 **подключенная энергосистема** (connected electricity system): Энергосистема, которая соединяется линиями электропередачи с проектной энергосистемой.

Примечание — Подключенной энергосистемой может быть в том числе Единая энергетическая система России или энергосистема, входящая в структуру Единой энергосистемы России.

[1)] 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.

[2)] 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.

[3)] 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.

3.1.7 **проектная энергосистема** (project electricity system): Энергосистема, которая включает в себя электростанции, подключенные через линии передачи и распределения электроэнергии к объектам проектной деятельности.

Примечания

1 Объектом проектной деятельности может быть, например, установка по производству электроэнергии (ее физическое расположение) или конечный потребитель электроэнергии.

2 Объекты проектной деятельности, являющиеся потребителями электроэнергии, целиком и полностью, без ограничений, удовлетворяют свою потребность в электроэнергии за счет электроэнергии, которая поступает им по электрической сети от проектной энергосистемы.

3.1.8 **ранее изолированная энергосистема** (previously isolated grid): Энергосистема, которая не имела соединения с какой-либо энергосистемой до осуществления проектной деятельности, в рамках которой происходит ее подключение к проектной энергосистеме.

3.1.9 **полезная выработка электроэнергии** (net electricity generation): Разница между общим количеством электроэнергии, произведенной электростанцией, и потреблением электроэнергии электростанцией для собственных нужд.

3.1.10

электроэнергетическая система; энергосистема (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.

[ГОСТ 21027—2021, статья 1]

3.2 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

ВНД — внутренняя норма доходности;
ЛЭП — линия электропередачи;
МГЭИК — Межправительственная группа экспертов по изменению климата;
НДТ — наилучшие доступные технологии;
НЗ — низкие эксплуатационные затраты;
ОВВ — орган по валидации и верификации;
ОЭ — обязательная эксплуатация;
ПГ — парниковый газ;
ПГП — потенциал глобального потепления;
ПТД — проектно-техническая документация;
ЧПС — чистая приведенная стоимость;
ЭС — электростанция.

4 Основные положения

4.1 Область применения методики

В таблице 1 приведены ключевые элементы методики.

Таблица 1 — Ключевые элементы методики

Типовые проекты	Проектная деятельность, в рамках которой происходит подключение изолированных энергосистем к проектной энергосистеме с закрытием всех углеродоемких источников генерации электроэнергии в изолированной энергосистеме
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

Настоящий стандарт нейтрален по отношению к программам по ПГ[1)].

Если применяется программа по ПГ[2)], то требования этой программы дополняют требования настоящего стандарта. Настоящий стандарт подготовлен на основе методики, разработанной в рамках [5], и включает в себя ее адаптацию под действующие нормативно-правовые акты и национальные стандарты.

Методика, установленная в настоящем стандарте, применима для проектной деятельности, которая предполагает[3)]:

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

Методика применима при выполнении следующих условий:

- рассчитываемые коэффициенты выбросов учитывают увеличение спроса на электроэнергию в изолированной энергосистеме и остаточный ресурс оборудования;
- производство электроэнергии генерирующими установками, функционирующими на основе возобновляемой энергии в изолированных энергосистемах, не вытесняется, и на их работу не оказывается существенного влияния;
- все ЭС в изолированной энергосистеме, генерирующие электроэнергию за счет сжигания ископаемого топлива, вытеснены на 100 %;
- исполнитель проекта обладает точными данными для определения наиболее вероятного сценария в отсутствие проектной деятельности и расчета коэффициентов выбросов от генерации электроэнергии в энергосистемах[4)], относящихся к проектной деятельности.

4.2 Границы проекта

Границы проектной деятельности (в т. ч. территориальные границы) — все источники генерации электроэнергии, физически входящие в состав ранее изолированной энергосистемы, и все ЭС в составе присоединяемой в рамках проектной деятельности проектной энергосистемы.

В границах проекта исполнителю необходимо учитывать выбросы CO_2 от увеличения (в результате проектной деятельности) выработки электроэнергии на ЭС проектной энергосистемы и выбросы SF_6, возникающие в результате установки в рамках проектной деятельности нового элегазового оборудования (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_2O	Нет	Исключен для упрощения
Проектная деятельность	Производство электроэнергии	CO_2	Да	Основной источник выбросов
		CH_4	Нет	Исключен для упрощения
		N_2O	Нет	Исключен для упрощения
	Выбросы от нового оборудования	SF_6	Да	Выбросы SF_6, используемого для электроизоляции в новом элегазовом оборудовании

[1)] См. ГОСТ Р ИСО 14064-2.

[2)] В настоящее время к программе по ПГ в Российской Федерации можно отнести [1], [2], [4].

[3)] Рассматриваемая в рамках настоящего стандарта проектная деятельность по подключению к сети изолированных энергетических систем не распространяется на регулируемую в рамках законодательства деятельность по планированию перспективного развития электроэнергетики, технологическому присоединению и выводу из эксплуатации объектов электроэнергетики, предусмотренную [3].

[4)] С учетом структуры производства электроэнергии по источникам генерации.

Если объекты внутри границ проекта, указанные в настоящем стандарте, принадлежат разным юридическим лицам (или находятся в оперативном управлении у разных юридических лиц), проектная документация должна включать в себя описание процедур исключения возможности двойного учета[1] сокращения выбросов ПГ, потенциально достигаемых в результате проектной деятельности, закрепленных в договорных соглашениях.

5 Определение базовой линии

5.1 Основные положения

Базовая линия[2] устанавливается консервативным способом[3] 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»).

Исполнитель проекта может применить один из приведенных ниже подходов к определению базовой линии с обоснованием целесообразности выбора[4]:

- НДТ[5], которые являются экономически осуществимыми и экологически ориентированными;
- 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);
- подход, основанный на текущих (фактических) или исторических выбросах, скорректированных в сторону уменьшения не менее чем на 5 %, если иное не предусмотрено методикой 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 и в приложении А.

Базовый сценарий[2] предполагает продолжение производства электроэнергии посредством сжигания ископаемого топлива (менее эффективные технологии) в изолированной энергосистеме[6]. Базовый сценарий должен определяться с учетом всех реалистичных, правдоподобных и заслуживающих доверия альтернативных сценариев электроснабжения изолированных объектов, входящих в границы климатического проекта.

Для определения базовой линии исполнителю необходимо учитывать только выбросы CO_2 от производства электроэнергии на ЭС, работающих на ископаемом топливе в изолированной энергосистеме, которые будут вытеснены[7] 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 проектной энергосистеме всех генерирующих установок, вытесняемых в изолированной энергосистеме (т. е. исторические выбросы).

---

[1] Двойной учет может иметь место, если две или более подотчетные организации 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). См. ГОСТ Р 56267 и ГОСТ Р ИСО 14080.

[2] См. ГОСТ Р ИСО 14064-2.

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

[4] 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: gost.e-ecolog.ru

[5] При наличии справочников НДТ, применимых к условиям планируемого проекта, используются соответствующие информационно-технические справочники НДТ.

[6] Изолированной системой может быть как отдельная генерирующая установка, так и электростанция и/или их совокупность.

[7] Например, закрыты или переведены в резервный режим.

Сокращение выбросов ПГ будет достигнуто за счет вытеснения углеродоемкой выработки электроэнергии в ранее изолированной энергосистеме более эффективной и менее углеродоемкой генерацией электроэнергии из проектной энергосистемы.

Для определения коэффициентов выбросов действующей (OG) и возможной (PG) генерации проектную энергосистему определяют территориальными границами ЭС или соответствующего энергорайона, которые(й) обеспечивают(ет) потребность в электроэнергии объектов проектной деятельности, являющихся конечными потребителями, без существенных ограничений на передачу электроэнергии. Подключенную энергосистему[1)] определяют как энергосистему, которая соединяется ЛЭП с проектной энергосистемой[2)]. При определении энергосистем исполнителю проекта необходимо задокументировать и обосновать свои предположения в 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 способности ЛЭП 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).

Для определения коэффициента выбросов действующей генерации (OG) используется один из следующих вариантов определения коэффициента(ов) выбросов CO_2 для нетто-импорта электроэнергии $COEF_{i,j,imports}$ из подключенной энергосистемы:

а) 0 т CO_2 /МВт · ч;

б) коэффициент(ы) выбросов конкретной(ых) ЭС, от которой(ых) импортируется электроэнергия, в том случае, когда имеются точные данные об этой(их) ЭС;

в) средний коэффициент выбросов экспортирующей энергосистемы, в том случае, когда нетто-импорт не превышает 20 % от общего объема выработки электроэнергии в проектной энергосистеме;

г) коэффициент выбросов экспортирующей энергосистемы, определяемый согласно подходу, изложенному в разделе 9, если нетто-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 CO_2 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 Б.

Исполнитель проекта вправе использовать методики и коэффициенты выбросов CO_2, законодательно утвержденные на территории Российской Федерации (см. [6], [7], [8], [9]). В этом случае исполнитель 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 [2]. Предлагаемые в данной методике подходы согласуются со стандартизированным подходом, применяемым на международном уровне [5].

[1)] Может быть в т. ч. Единой энергетической системой России или энергосистемой, входящей в структуру Единой энергосистемы России.

[2)] Если исполнитель проекта может доказать, что существенных ограничений на передачу электроэнергии между проектной энергосистемой и подключенной энергосистемой нет, то обе энергосистемы допустимо рассматривать как единую проектную энергосистему. В этом случае может быть разработан общий коэффициент выбросов от производства электроэнергии. Если при этом подключение в рамках проектной деятельности происходит к Единой энергетической системе России или объединенной энергосистеме, входящей в структуру Единой энергосистемы России, то допустимо использовать коэффициент выбросов соответствующей энергосистемы, представленный на сайте АО «АТС». Если существуют ограничения на передачу электроэнергии, то общий коэффициент выбросов от производства электроэнергии не может быть разработан.

5.2 Оценка выбросов базовой линии

Выбросы в случае реализации базовой линии BE_y, т CO_2, представляют собой произведение коэффициента базовых выбросов $EF_{bl,yp}$, т CO_2 /МВт · ч, и количества электроэнергии, которое поставляет в изолированную энергосистему проектная энергосистема в рамках проектной деятельности EG_y, МВт · ч. Выбросы в случае реализации базовой линии BE_y рассчитывают по формуле

$$BE_y = EG_y \cdot EF_{bl,yp}, \quad (1)$$

где EG_y — количество электроэнергии, которое поставляет в изолированную энергосистему проектная энергосистема в год *yp*, МВт · ч;

$EF_{bl,yp}$ — коэффициент базовых выбросов, т CO_2 /МВт · ч.

Коэффициент базовых выбросов[1)] изолированной энергосистемы на момент подключения к проектной энергосистеме $EF_{bl,ini}$, т CO_2экв/МВт · ч, рассчитывается как средневзвешенные выбросы на единицу электроэнергии (т CO_2/МВт · ч) всех генерирующих ЭС, которые вытесняются из изолированной энергосистемы, при этом используются данные за последние три года до подключения к энергосистеме:

$$EF_{bl,ini} = \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,bl} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,bl}}, \quad (2)$$

где $F_{i,j,bl}$ — количество топлива *i*, потребленного соответствующими энергетическими установками *j* за последние три года, единица массы или объема;

$COEF_{i,j}$ — коэффициент выбросов CO_2 от сжигания топлива типа *i*, учитывающий содержание углерода в топливе (т CO_2/ТДж), используемом соответствующими энергетическими установками *j*, низшую теплотворную способность топлива, ТДж/единица массы или объема, и коэффициент окисления топлива *i*, т CO_2/единица массы или объема;

$GEN_{j,bl}$ — количество электроэнергии, поставленное в изолированную энергосистему энергоустановкой(ами) *j* за последние три года до начала реализации предлагаемого проекта, МВт · ч.

Расчет коэффициента выбросов CO_2 от сжигания топлива должен производиться в соответствии с методическими указаниями, изложенными в [6].

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).

[1)] Первоначальный коэффициент базовых выбросов на начало проектной деятельности $EF_{bl,ini}$ рассчитывается как средневзвешенные выбросы от производства электроэнергии на единицу электроэнергии (т CO_2/МВт · ч) за последние три года до подключения к энергосистеме всех генерирующих установок, которые вытесняются из изолированной системы, с учетом повышения спроса вплоть до максимальной мощности на момент подключения изолированной энергосистемы к проектной энергосистеме. В течение зачетного периода в случае спроса, превышающего максимальную мощность поставки электроэнергии на момент подключения к энергосистеме, при расчете коэффициента выбросов $EF_{bl,y}$ для базового сценария в году *y* используется динамика к коэффициентам выбросов НДТ 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 НДТ для энергосистемы на начало проектной деятельности таким образом, чтобы наблюдалась динамика к коэффициентам выбросов НДТ, 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 проектной энергосистеме, не будут существенно меняться в течение зачетного периода. Коэффициент выбросов наилучшей доступной технологии для типа технологии, используемой в энергосистеме, также считается фиксированным в течение всего зачетного периода и равным его значению на начало проектной деятельности. До тех пор, пока в справочники НДТ в Российской Федерации не включены показатели, относящиеся к регулированию ПГ, исполнитель проекта использует их для определения того вида установки (наилучшей), какую с наибольшей вероятностью построили бы в базовом сценарии. Исходя из этой информации исполнитель проекта рассчитывает базовые показатели для выбранной энергоустановки(ок) и требуемого увеличения объема электроэнергии.

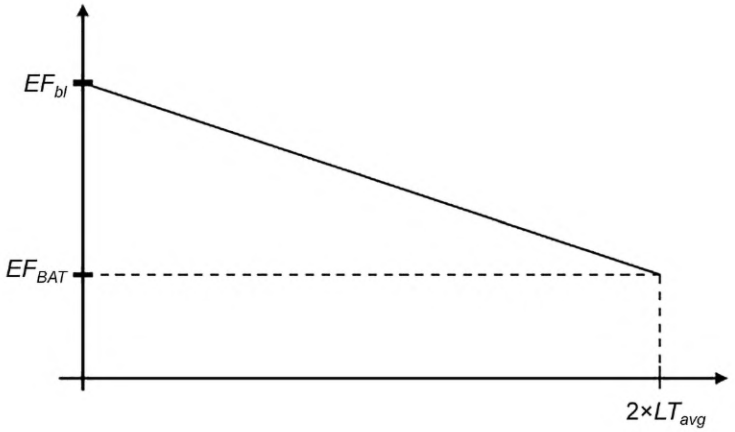

Рисунок 1 — Корректировка коэффициента базовых выбросов в случае спроса, превышающего мощность поставки электроэнергии на момент присоединения изолированной энергосистемы

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

$$S_{yp} = S_{ini} - S_{ini}\frac{yp}{(2 \cdot LT_{avg})}, \text{ если } yp \le 2 \cdot LT_{avg}, \quad (3)$$

$$S_{yp} = 0, \text{ если } yp \ge 2 \cdot LT_{avg}, \quad (4)$$

$$LT_{avg} = \frac{(\sum S_{ini} \cdot LT_{i,ini})}{\sum S_{ini}}, \quad (5)$$

где S_{yp} — количество электроэнергии, которая в базовом сценарии поступала бы в ранее изолированную энергосистему в проектном году yp, если бы оборудование в энергосистеме не было заменено в конце срока службы, МВт;

S_{ini} — мощность оборудования в изолированной энергосистеме на момент подключения ее к энергосистеме, МВт;

yp — количество лет с момента подключения изолированной энергосистемы к проектной энергосистеме, проектный год;

LT_{avg} — средний остаточный срок службы оборудования, используемого в изолированной энергосистеме на момент подключения к проектной энергосистеме, взвешенный с учетом пропускной способности оборудования на начало проектной деятельности, год;

$LT_{i,ini}$ — срок службы оборудования i, используемого в изолированной энергосистеме, оцененный на момент подключения изолированной энергосистемы к проектной энергосистеме, год.

Потенциальное увеличение спроса на электроэнергию учитывается следующим образом:

$$EF_{bl,yp} = EF_{bl,ini}, \text{ если } S_{yp} > 0 \text{ и } S_{yp} > D_{yp}, \quad (6)$$

$$EF_{bl,yp} = \frac{EF_{bl,ini} \cdot S_{yp} + EF_{BAT} \cdot (D_{yp} - S_{yp})}{D_{yp}}, \text{ если } S_{yp} > 0 \text{ и } S_{yp} < D_{yp}, \quad (7)$$

$$EF_{bl,yp} = EF_{BAT}, \text{ если } S_{yp} = 0, \quad (8)$$

где $EF_{bl,yp}$ — коэффициент базовых выбросов проекта ранее изолированной энергосистемы в год p, т CO_2экв/МВт · ч;

D_{yp} — потребность в электроэнергии или количество электроэнергии (МВт) в рамках проектной деятельности для ранее изолированной энергосистемы в год yp;

EF_{BAT} — коэффициент базовых выбросов для наилучшей доступной технологии доступного типа в изолированной энергосистеме, т CO_2экв/МВт · ч. Используется самый низкий коэффициент выбросов CO_2 на начало проектной деятельности.

6 Требования к срокам выполнения проекта

Начало зачетного периода может быть установлено не ранее 2 июля 2021 г. и не позднее чем через год после даты начала проектной деятельности. Заявление на валидацию проекта должно быть подано не позднее даты завершения зачетного периода.

Зачетный период не должен превышать период, для которого базовая линия является наиболее вероятным сценарием с учетом нормативных сроков эксплуатации оборудования и актуализации информационно-технических справочников НДТ. Зачетный период для одного проекта не должен превышать непрерывно 5 лет с возможностью последующего продления не более двух раз на периоды не более 5 лет подряд или не должен превышать непрерывно 10 лет без возможности продления.

В случае изменения зачетного периода процедура валидации в отношении проекта проводится повторно.

Положения данного раздела действуют, если иное не предусмотрено законодательством.

7 Требования дополнительности

Для выполнения требований дополнительности проектной деятельности и подтверждения данного критерия следует руководствоваться приложением В[1)] или положениями других нормативных документов или документов, принятых в программах по ПГ.

Существующие меры и государственные программы, актуальные для данной проектной деятельности, должны быть четко указаны в ПТД и включены в оценку дополнительности.

Определение альтернатив проектной деятельности, соответствующих действующим законодательным и нормативным актам, выполняется в соответствии с приложением В.

Инвестиционный анализ. Положения из приложения В применяют для инвестиционного анализа в качестве вводной справочной информации. Исполнителю необходимо описать любые конкретные механизмы финансирования и/или субсидирования, на которые имеют право подобные проекты и определить, 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 приложения В.

Анализ барьеров. Если этот шаг используется, то применяются процедуры из приложения В. Исполнителю 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 зачетного периода. Подобные инструменты следует описать, указать срок их реализации, дать консервативную оценку достаточности/недостаточности этих механизмов для преодоления выявленных барьеров в зачетный период. Применение финансовых и/или организационных мероприятий должно отслеживаться в течение срока действия проекта.

8 Требования к плану мониторинга

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

Все измерения должны проводиться с помощью откалиброванного измерительного оборудования в соответствии с утвержденными регламентирующими документами. Исполнителю 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.

[1)] Климатический проект, реализуемый и выпускающий углеродные единицы на территории Российской Федерации, должен соответствовать [1] (статья 9), а также критериям, установленным в [2].

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

Если исполнитель 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 проектной энергосистемой в изолированную энергосистему EG_y;
- коэффициент выбросов проектной 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 зачетного периода.

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 Г.

9 Проектный сценарий

9.1 Выбросы от проектной деятельности — это выбросы, происходящие в результате производства электроэнергии, связанного с проектной деятельностью, за счет функционирования существующих ЭС и добавления новых источников генерации. Кроме того, учитываются выбросы, связанные с использованием SF_6 и потенциально более высокими потерями при передаче электроэнергии, чем в среднем по энергосистеме.

Проектный сценарий предполагает вытеснение ЭС, работающих на ископаемом топливе в изолированной энергосистеме, и расширение проектной энергосистемы за счет присоединения объектов из изолированной энергосистемы.

Исполнитель проекта должен задокументировать и обосновать в ПТД применяемые алгоритмы для органа по валидации и верификации. Исполнитель проекта вправе использовать методики и коэффициенты выбросов CO_2, законодательно утвержденные на территории Российской Федерации[1)]. В этом случае исполнитель 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 [2]. Предлагаемые в данной методике подходы согласуются со стандартизированным подходом, применяемым на международном уровне [5].

9.2 Выбросы при реализации проектной деятельности

Выбросы от реализации проекта PE_y, т CO_2экв/год, рассчитываются по формуле

$$PE_y = (EG_y \cdot EF_p) \cdot (TL + 1) + PE_{SF_{6,y}}, \quad (9)$$

где EG_y — количество электроэнергии, которое поставляет в изолированную энергосистему проектная энергосистема в год y, МВт · ч;

EF_p — коэффициент выбросов от производства электроэнергии в проектной энергосистеме, т CO_2/МВт · ч;

[1)] См. [6], [7], [8], [9].

TL — дополнительные потери при передаче и распределении электроэнергии (1,0 ≥ TL ≥ 0,0) в рамках проектной деятельности сверх потерь, происходящих в изолированной энергосистеме;

$PE_{SF_{6,y}}$ — выбросы гексафторида серы SF_6, возникающие в результате установки в рамках проектной деятельности нового элегазового оборудования в течение года y, тонн CO_2экв.

При расчете проектных выбросов используются последние исторические данные о действующих и строящихся ЭС проектной энергосистемы.

Выбросы, связанные с использованием SF_6 в течение года y $PE_{SF_{6,y}}$, т CO_2экв, рассчитываются по формуле (10).

9.2.1 Выбросы SF_6, используемого для электроизоляции в новом оборудовании передачи и распределения электроэнергии

Выбросы SF_6, используемого для электроизоляции в новом оборудовании передачи и распределения электроэнергии в рамках проектной деятельности в течение года y $PE_{SF_{6,y}}$, в т CO_2экв, рассчитываются по формуле

$$PE_{SF_{6,y}} = M_{SF_{6,y}} \cdot GWP_{SF_6}, \quad (10)$$

где $M_{SF_{6,y}}$ — среднее количество SF_6, выброшенного в результате утечек из оборудования в течение года y в тоннах SF_6 (фактические утечки, включая утечки в результате периодического техобслуживания оборудования, восстановления газоизолированной среды при разгерметизации элегазового оборудования, пополнения объемов при выявлении утечек элегаза сверх нормированного уровня, а также аварийные выбросы элегаза, если актуально).

Примечание — Если среднее количество SF_6, выброшенного в результате фактических и аварийных утечек, не может быть определено, допустимо использовать значение нормативных утечек, регламентированных требованиями стандартов или установленных согласно информации от производителя оборудования.

Значение определяют, используя информацию производителя оборудования и/или количество SF_6, добавленного в оборудование во время технического обслуживания.

GWP_{SF_6} — потенциал глобального потепления гексафторида серы (ПГП фиксируется исполнителем проекта на основании действующих на момент разработки проектной документации нормативных актов Российской Федерации).

Примечание — ПГП зафиксирован в ГОСТ Р 56828.32—2017 (таблица Б.3) и [7] (таблица 5).

9.2.2 Коэффициент выбросов от производства электроэнергии

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

$$EF_p = W_{OG} \cdot EF_{OG,y} + W_{PG} \cdot EF_{PG,y}, \quad (11)$$

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 характера) для первого и последующих зачетных периодов.

9.2.2.1 Расчет коэффициента выбросов действующей генерации

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

а) простой коэффициент выбросов действующей генерации.

Примечание — Использование данного метода предпочтительно, если имеются агрегированные данные о годовой выработке электроэнергии, потреблении топлива и типе(ах) топлива для каждой ЭС проектной энергосистемы; доля выработки электроэнергии ЭС НЗ/ОЭ — менее 50 % за последние пять лет для проектной энергосистемы; средняя нагрузка по ЭС НЗ/ОЭ — менее средней наименьшей годовой нагрузки энергосистемы (минимальное зарегистрированное значение часовой нагрузки в МВт в энергосистеме в течение календарного года) за три года;

б) простой скорректированный коэффициент выбросов действующей генерации.

Примечание — 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 ЭС проектной энергосистемы; доля выработки электроэнергии ЭС НЗ/ОЭ более или равна 50 % за последние пять лет для проектной энергосистемы; средняя нагрузка по ЭС НЗ/ОЭ более или равна средней наименьшей годовой нагрузке энергосистемы за три года;

в) средний коэффициент выбросов действующей генерации.

Примечание — Данный метод применяется, если нет возможности применить первые два способа расчета коэффициента выбросов действующей генерации.

Далее приведены способы расчета соответствующих коэффициентов выбросов действующей генерации (OG).

9.2.2.2 Расчет простого коэффициента выбросов действующей генерации

Простой коэффициент выбросов действующей генерации $EF_{OG,simple,y}$ рассчитывается как средневзвешенный выброс на единицу электроэнергии (т CO_2/МВт · ч) всех энергоустановок, обслуживающих проектную энергосистему, исключая ЭС НЗ/ОЭ.

Примечание — ЭС НЗ/ОЭ — это ЭС с низкими предельными затратами на выработку электроэнергии в энергосистеме. К ним относятся гидро-, геотермальные, ветровые, низкозатратные на биомассе, атомные и солнечные ЭС. Если ЭС на ископаемом топливе работает независимо от суточной или сезонной нагрузки энергосистемы и если это можно продемонстрировать с помощью общедоступных данных, ее следует рассматривать как низкозатратную/обязательно эксплуатируемую. Импорт электроэнергии должен рассматриваться как одна ЭС НЗ/ОЭ.

Простой коэффициент выбросов действующей генерации рассчитывается с использованием данных о полезной выработке электроэнергии и коэффициента выбросов CO_2 от каждого энергоблока:

Примечание — Применимо как в случае, если некоторые из энергоустановок в границах проекта являются низкозатратными/обязательно эксплуатируемыми, а некоторые — нет, так и если ЭС принадлежат к группе НЗ/ОЭ энергоустановок или если все энергоустановки в границах проекта не принадлежат к группе НЗ/ОЭ.

$$EF_{OG,simple,y} = \frac{\sum_{i,j} EF_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}}, \quad (12)$$

где $EF_{i,j,y}$ — 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 (т CO_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 энергосистему источником j (аналогично для источников k).

Расчет коэффициента выбросов CO_2 от сжигания топлива должен производиться в соответствии с методическими указаниями, изложенными в [6].

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

1) среднее значение за три года, полученное на основе самых последних статистических данных, доступных на момент подачи ПТД, или

2) год, в котором происходит генерация в рамках проекта, если $EF_{OG,simple,y}$ обновляется на основе результата фактического мониторинга.

9.2.2.3 Расчет простого скорректированного коэффициента выбросов действующей генерации

Простой скорректированный коэффициент выбросов OG $EF_{grid,OG\text{-}adj,y}$ является разновидностью простого OG, при этом ЭС/энергоустановки (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 полезной выработки электроэнергии каждой энергоустановкой проектной энергосистемы и коэффициента выбросов для каждой энергоустановки по формуле

$$EF_{OG,simple\text{-}adjusted,y} = (1-\lambda_y)\frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} + \lambda_y \cdot \frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}}, \quad (13)$$

где $F_{i,k,y}$ — количество топлива i (единица массы или объема), потребленного соответствующими ЭС/энергоустановками k за год(ы) y;

$COEF_{i,k}$ — коэффициент выбросов CO_2экв от сжигания топлива типа i (т CO_2экв/единицу массы или объема топлива), принимая во внимание пересчет в CO_2экв выбросов от сжигания топлива, используемого соответствующими ЭС/энергоустановками k и процентное окисление топлива в год(ы) y;

$GEN_{k,y}$ — количество электроэнергии, поставленное в энергосистему ЭС/энергоустановками k, МВт · ч;

λ_y — % часов в году y, в течение которых низкозатратные/обязательно эксплуатируемые источники генерируют электроэнергию, %.

Параметр λ_y определяется по формуле

$$\lambda_y(\%) = \frac{\text{Количество часов в году, в течение которых источники НЗ/ОЭ вырабатывают электроэнергию}}{\text{8760 часов в году}}, \quad (14)$$

где λ_y должна быть рассчитана следующим образом:

1) строят кривую интенсивности нагрузки. Собирают исторические данные о нагрузке, МВт, за каждый час в течение года, сортируют данные о нагрузке от самого высокого до самого низкого уровня нагрузки. Отображают на графике значения, начиная от «8760 часов в году» в порядке убывания;

2) упорядочивают данные по источникам генерации. Собирают данные и рассчитывают значение общей годовой выработки электроэнергии, МВт · ч, от НЗ/ОЭ источников генерации (т. е. $GEN_{k,y}$);

3) дополняют график кривой интенсивности нагрузки. Проводят 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) определяют «Количество часов в году, в течение которых источники НЗ/ОЭ вырабатывают электроэнергию». Сначала находят 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.

9.2.2.4 Расчет среднего коэффициента выбросов действующей генерации

Средний коэффициент выбросов действующей генерации (OG) $EF_{OG\ av,y}$ рассчитывают как средний коэффициент выбросов всех ЭС проектной энергосистемы, используя формулу (2), но включая низкозатратные/обязательно эксплуатируемые источники генерации.

9.2.2.5 Расчет коэффициента выбросов возможной генерации

Коэффициент выбросов возможной генерации (PG) $EF_{PG,y}$ рассчитывается как средневзвешенный коэффициент выбросов генерации (т CO_2экв/МВт · ч) для выборки ЭС m по формуле

$$EF_{PG,y} = \frac{\sum_{i,m} F_{i,m,y} \cdot COEF_{i,m}}{\sum_m GEN_{m,y}}, \quad (15)$$

где $F_{i,m,y}$, $COEF_{i,m}$ и $GEN_{m,y}$ аналогичны переменным, описанным выше, для ЭС m, при этом используются самые последние доступные данные по уже построенным ЭС. Выборочная группа m состоит:

- из пяти ЭС, которые были построены в последнее время (см. примечание далее) или
- ввода новых мощностей на существующих ЭС проектной энергосистемы, которые составляют 20 % от выработки энергосистемы (МВт · ч) и которые были построены в последнее время.

Примечание — Для расчета ввода новых мощностей на ЭС, построенных в последнее время, необходимо определить дату, когда энергоустановки начали поставлять электроэнергию в энергосистему. Если ни одна из энергоустановок в выборке не начала поставлять электроэнергию в энергосистему более 10 лет назад, то используйте данную выборку для расчета коэффициента выбросов возможной генерации.

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

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

9.2.2.6 Сокращение выбросов

Данный вид проектной деятельности в основном сокращает выбросы углекислого газа путем замены выработки электроэнергии изолированными системами с ЭС, работающими на ископаемом топливе, на электроэнергию, поставляемую из проектной энергосистемы. Сокращение выбросов ER_y, т CO_2/г, 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 по формуле

$$ER_y = BE_y - PE_y - L_y, \quad (16)$$

где 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.

9.2.2.7 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 исполнителю проекта следует создать подробную матрицу, содержащую, как минимум, следующую информацию:

- перечень основных этапов реализации климатического проекта;
- перечень и описание рисков, которые могут возникнуть на каждом этапе климатического проекта;
- описание вероятности наступления каждого риска (для этого могут быть использованы варианты оценки «низкий, средний, высокий» или любые другие понятные числовые шкалы);
- описание влияния каждого риска на результаты всего проекта (для этого могут быть использованы варианты оценки «низкий, средний, высокий» или любые другие понятные числовые шкалы);
- описание периода влияния каждого риска на весь климатический проект;
- описание разработанных мер по минимизации или предотвращению каждого вида риска;
- описание временно́го 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 Д.

10 Оценка выбросов от утечек в ходе реализации проекта

Согласно [2] (приложение 1, пункт «в») мероприятия проекта не должны приводить к совокупному увеличению массы выбросов ПГ или снижению уровня их поглощения вне области влияния таких мероприятий. При этом необходимо принимать во внимание и полностью учитывать тот факт, что если утечки в ходе реализации проекта[1)] существуют, то они должны быть оценены.

Исполнитель 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.

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

[1)] 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).

Возможными выбросами, потенциально приводящими к утечке в контексте проектов электрификации, являются выбросы, возникающие при строительстве ЛЭП. Утечки[1)], связанные с обезлесением при строительстве ЛЭП, рассчитываются по формуле

$$L_1 = A_{def} \cdot L_c, \quad (17)$$

где L_1 — утечка выбросов, которая подлежит учету в первый год зачетного периода проекта;

A_{def} — площадь обезлесенных земель, гектар;

L_c — запас углерода на единицу площади (надземная часть, подземная часть, углерод почвы, подстилка и мертвая биомасса), т 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 зачетный период, 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 исполнителя не требуется рассматривать другие источники выбросов как утечки.

Примечание — 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.

11 Минимизация риска непостоянства

Не применяется к рассматриваемой проектной деятельности.

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

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

13 Рекомендации в отношении изменения или сохранения базовой линии в случае продления зачетного периода и проектной деятельности

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

[1)] Изменение запасов углерода в результате вырубки биомассы.

Исполнитель проекта должен обновить разделы ПТД, относящиеся к базовой линии, расчетным сокращениям выбросов и плану мониторинга, используя утвержденную методику базовой линии и мониторинга: последняя утвержденная версия методики базовой линии и мониторинга, примененная в первоначальной ПТД зарегистрированной 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 зачетного периода проверяется на соответствие критериям в рамках приложения В на дату начала нового зачетного периода.

Если был выполнен пересмотр или обновление базовой линии зарегистрированной деятельности по проекту, исполнитель проекта должен обосновать органу по валидации и верификации необходимость отклонения от утвержденной методики с целью продления зачетного периода.

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

Приложение А
(справочное)

Оценка достоверности исходной/текущей базовой линии при продлении зачетного периода

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

Оценка достоверности исходной/текущей базовой линии при обновлении зачетного периода состоит из двух этапов.

А.1 Оценка обоснованности текущей базовой линии для следующего зачетного периода:

а) оценка соответствия 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 зачетного периода;

б) оценка влияния обстоятельств.

Если новые обстоятельства делают неприемлемым продолжение действия текущей базовой линии, тогда текущая базовая линия должна быть обновлена для последующего зачетного периода;

в) оценка возможности продолжения использования текущего базового оборудования или инвестиций как наиболее вероятного сценария на запрашиваемое продление зачетного периода.

Если базовым сценарием проектной деятельности является продолжение использования текущего оборудования без каких-либо дополнительных инвестиций, а исполнитель проекта или третья сторона (стороны) осуществят инвестиции позже, но до окончания зачетного периода, то текущая базовая линия должна быть обновлена для этого зачетного периода, или кредитование сокращений выбросов должно быть ограничено периодом до прекращения работы базового оборудования;

г) оценка достоверности данных и параметров.

Если какие-либо из данных и параметров, которые были определены только в начале зачетного периода и не подвергались мониторингу в течение зачетного периода, больше недействительны, необходимо обновить текущую базовую линию для последующего зачетного периода.

Если применение перечислений а)—г) подтвердило, что текущая базовая линия, а также данные и параметры остаются действительными для последующего зачетного периода, то данная базовая линия, данные и параметры могут быть использованы при продлении зачетного периода. В противном случае следует перейти к этапу А.2.

А.2 Обновление текущей базовой линии, данных и параметров

Данный этап применим только в том случае, если любое из перечислений а), б), в) и/или г) (пункт А.1) показало, что текущая базовая линия нуждается в обновлении:

а) обновление текущей базовой линии.

Обновить текущие выбросы в случае реализации базовой линии на последующий зачетный период, без переоценки базового сценария, на основе последней утвержденной версии методики, применимой к проектной деятельности. Процедура должна применяться в контексте отраслевой политики и мер, действующих на момент подачи запроса на продление зачетного периода;

б) обновление данных и параметров.

Если выполнение перечисления г) (пункт А.1) показало, что данные и/или параметры, которые были определены в начале зачетного периода и не подвергались мониторингу в течение зачетного периода, в текущий момент времени недействительны, исполнитель проекта должен обновить все такие применяемые и используемые данные и параметры.

Приложение Б
(справочное)

Подход для определения базового сценария

Базовый сценарий определяется следующим образом:

а) Определяются реалистичные и надежные альтернативные сценарии, которые соответствуют обязательным применимым законодательным и нормативным требованиям.

Альтернативы могут включать:

1) проектную деятельность, реализованную без регистрации в качестве климатического проекта;

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

Альтернативные сценарии проектной деятельности должны соответствовать всем обязательным применимым законодательным и нормативным требованиям при определении базового сценария[1)], даже если эти законы и нормативные акты преследуют иные цели, чем сокращение выбросов ПГ, например снижение загрязнения воздуха;

б) выявляются барьеры и оцениваются альтернативные сценарии, которым не мешают данные барьеры.

Составляется полный список барьеров, которые не позволят реализовать альтернативные сценарии без регистрации в качестве климатического проекта (см. приложение В).

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. Исполнителю 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.

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

Если остается более одной достоверной и правдоподобной альтернативы, исполнителю 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. приложение В);

в) инвестиционный анализ.

Инвестиционный анализ проводится в соответствии с указаниями приложения В. Наиболее правдоподобным базовым сценарием выбирается наиболее экономически привлекательная альтернатива.

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. Исполнителю проекта необходимо задокументировать в ПТД все ситуации, которые могут быть отнесены к данному случаю. Исполнителю 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.

[1)] 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».

Приложение В
(справочное)

Рекомендации по подтверждению дополнительности проектной деятельности

В.1 Введение

Дополнительность проектной деятельности должна быть продемонстрирована с помощью достоверной оценки, которая показывает, что деятельность не была бы осуществлена в отсутствие стимулов, возникающих благодаря функционированию углеродного рынка, с учетом всех соответствующих национальных нормативных и законодательных актов.

Проект должен соответствовать критериям климатических проектов в соответствии с законодательством, действующим в сфере ограничения выбросов ПГ.

Проект не может быть признан дополнительным, если мероприятия проекта являются обязательными требованиями законодательства.

Для подтверждения дополнительности необходимо провести анализ возможности альтернативной деятельности, аналогичной предлагаемой проектной деятельности, и продемонстрировать дополнительность с применением инструментов инвестиционного и/или[1)] барьерного анализов, а также оценить не относится ли проект к устоявшейся практике (если применимо). Рекомендации по выбору подходов для подтверждения дополнительности приведены на схеме принятия решения (см. рисунок В.1).

[1)] Исполнители проекта могут использовать в своей деятельности как инвестиционный, так и барьерный анализ. При желании можно использовать оба вида анализа для подтверждения дополнительности.

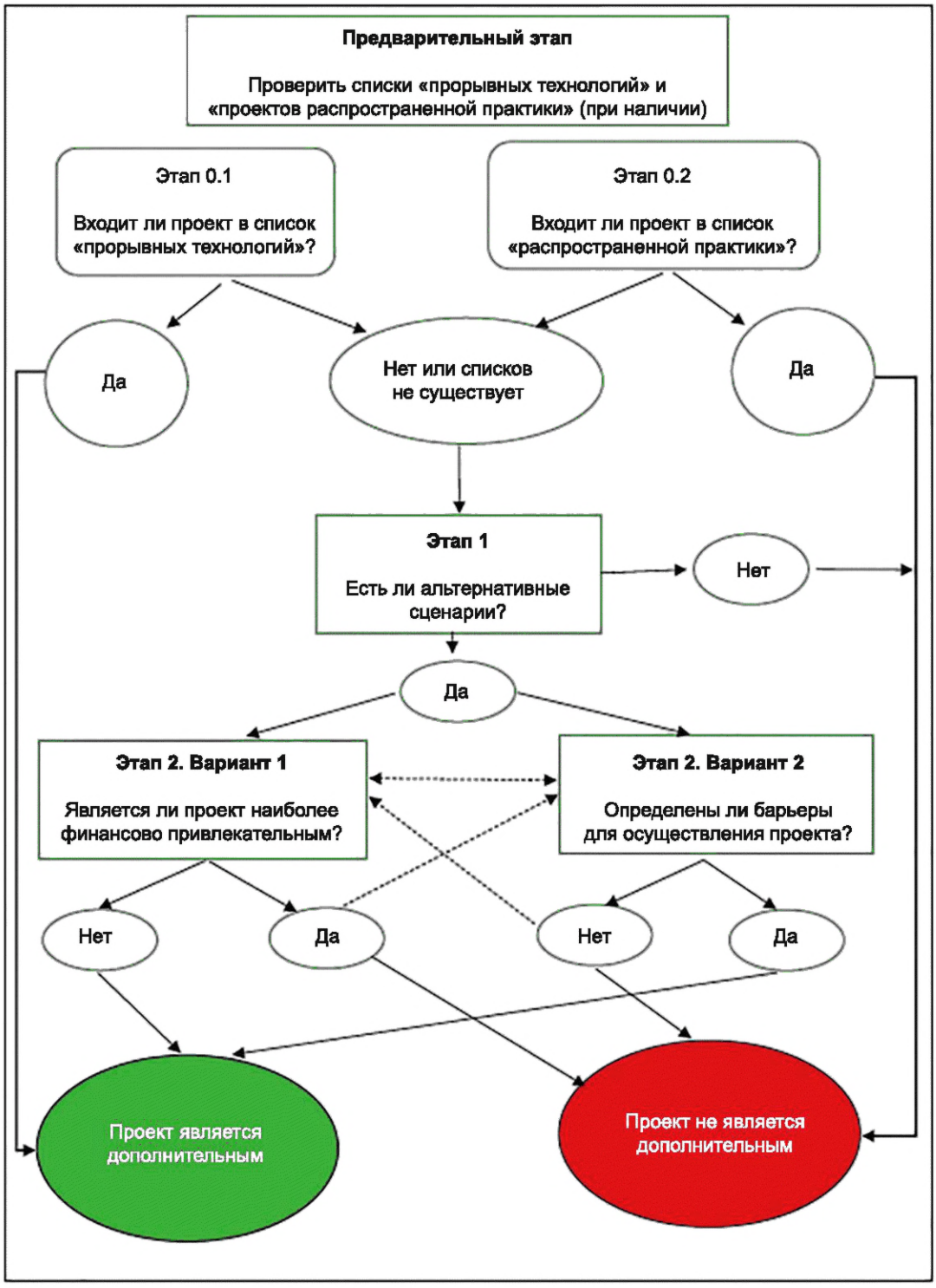

Рисунок В.1 — Схема принятия решения по выбору подхода для подтверждения дополнительности

Примечание — Пунктирной линией показана возможность проведения альтернативного анализа в случае, если выбранный вид анализа не подтверждает дополнительность.

В.2 Область и сроки применения

Настоящие рекомендации представляют собой общую основу для оценки и обоснования дополнительности и применимы к широкому спектру типов проектов. Некоторые типы проектов могут потребовать корректировки представленной в настоящем приложении общей структуры, в таком случае уточнения и/или дополнения к применимости настоящих положений приведены в соответствующих методиках проектов.

Настоящие рекомендации не заменяют собой руководящие положения по определению базовой линии. Методические подходы к определению базовой линии представлены в соответствующих методиках реализации проектной деятельности. Участники проекта, предлагающие новые собственные методики определения базовой линии, должны обеспечить согласованность между определением дополнительности проектной деятельности и определением базовой линии.

Дополнительность должна оцениваться на момент задокументированного принятия решения о реализации проекта. В случае если данные на момент принятия такого решения невозможно подтвердить, дополнительность оценивается на момент предполагаемого начала зачетного периода. Сроки зачетного периода прописаны для каждого вида проекта в соответствующей методике.

Примечание — В случае проведения инвестиционного анализа на основе фактических данных на момент начала предполагаемого зачетного периода необходимо привести данные к моменту принятия решения путем использования соответствующих индексов роста цен и фактической инфляции.

При проведении валидации проектной деятельности для оценки дополнительности проекта с применением положений настоящего приложения аккредитованные ОВВ должны тщательно оценить и проверить надежность и достоверность данных, обоснований, предположений и документации, предоставленных исполнителями проекта для обоснования дополнительности проектной деятельности. Проведенная проверка и выводы должны быть прозрачно задокументированы в отчете о валидации.

В.3 Методические подходы к обоснованию дополнительности проекта

Настоящие рекомендации предусматривают поэтапный подход к обоснованию и оценке дополнительности проектной деятельности. Для обоснования дополнительности проекта следует выполнить следующие этапы:

а) этап 0. Предварительный этап:
   1) этап 0.1. Определение проекта как «прорывного»;
   2) этап 0.2. Анализ устоявшейся практики;

б) этап 1. Выявление альтернатив проектной деятельности;

в) этап 2. Обоснование дополнительности:
   1) вариант 1. Обоснование того, что предлагаемая проектная деятельность не является:
      - наиболее экономически выгодным сценарием развития, или
      - экономически или финансово возможной без учета средств от продажи углеродных единиц;
   2) вариант 2. Выявление барьеров для реализации проектной деятельности.

В.3.1 Предварительный этап

На предварительном этапе проводится проверка того, включены ли технологии, которые планируется использовать в проектной деятельности, в список новых перспективных технологий, для которых отсутствуют механизмы государственной поддержки (этап 0.1), или в список проектов устоявшейся практики (этап 0.2).

Прохождение предварительного этапа предусмотрено только в случае, если имеются официально утвержденные списки новых перспективных технологий и проектов устоявшейся практики.

В случае отсутствия таких списков, согласованных с профильными отраслевыми министерствами, предварительный этап подтверждения дополнительности не применим.

В случае наличия официально утвержденных списков проектов устоявшейся практики проведение проверки дополнительности в соответствии с этапом 0.2 является обязательным.

В.3.1.1 Этап 0.1. Определение проекта как «прорывного»

В отдельных случаях для подтверждения дополнительности можно представить доказательства того, что в проекте планируется использование новых перспективных технологий, для которых отсутствуют механизмы государственной поддержки.

Данный этап не является обязательным, и если он не применяется, то это по умолчанию означает, что предлагаемая проектная деятельность не является «прорывной» и обоснование дополнительности должно начинаться с этапа 1.

Проект является «прорывным» в применимой географической зоне[1)], если используется новая перспективная технология, отличная от технологий, реализуемых любыми другими видами деятельности, которые способны обеспечить такой же результат и при условии, что для технологии, реализуемой в проектной деятельности, не предусмотрено никаких механизмов государственной поддержки.

Определение проекта как «прорывного» может применяться только для технологических проектов по сокращению выбросов и только при условии, что осуществлен выбор зачетного периода для проектной деятельности — «максимум 10 лет без возможности продления».

Принятие решения по результатам предварительного этапа 0.1.

[1)] Под применимой географической зоной обычно подразумевается территория страны, в которой планируется проведение проекта. Если исполнители проекта определяют применимую географическую зону как часть территории страны (административный округ, регион, область и т. д.), то необходимо привести пояснения отличия выбранной части территории страны с точки зрения применимости технологий.

Если предлагаемый проект внесен в список новых перспективных технологий, не имеющих механизмов государственного финансирования, то предложенная проектная деятельность является дополнительной.

В противном случае необходимо проверить, не внесена ли планируемая проектная деятельность в список проектов устоявшейся практики (этап 0.2, при наличии) или, при отсутствии списков проектов устоявшейся практики, перейти к этапу 1.

В.3.1.2 Этап 0.2. Анализ устоявшейся практики

Данный этап служит для определения того, является ли предлагаемая проектная деятельность устоявшейся практикой, применяемой в стране, регионе или секторе.

Анализ устоявшейся практики проводится для того, чтобы деятельность, которая стала «обычной практикой», постепенно перестала поддерживаться углеродным рынком и рынок переключился на поддержку новых технологий.

Оценка устоявшейся практики должна использоваться как преграда для проведения проектов определенного типа, которые уже стали обычной практикой.

К проектам устоявшейся практики могут относиться технологии, которые либо пользуются (пользовались в прошлом) господдержкой, либо реализуют утвержденные НДТ в своих отраслях, либо представляют собой широко применяемые технические решения, являющиеся (являвшиеся ранее) устоявшейся практикой в соответствующих отраслях.

Определение того, относится ли проект к устоявшейся практике, должно проводиться в соответствии с утвержденными списками проектов устоявшейся практики. В случае отсутствия таких списков, согласованных с профильными отраслевыми министерствами, этап 0.2 не применяется.

Принятие решения по результатам предварительного этапа 0.2.

Если предложенная проектная деятельность внесена в список проектов, рассматривающихся как устоявшаяся практика, то она не является дополнительной.

Если предложенная проектная деятельность не рассматривается как устоявшаяся практика, следует перейти к обоснованию дополнительности, выполнив этапы 1 и 2.

В.3.2 Этап 1. Выявление альтернатив проектной деятельности

Необходимо определить реалистичную и надежную альтернативу, разрешенную действующим законодательством и нормативными актами и доступную участникам проекта или исполнителям аналогичных проектов. Такие альтернативные сценарии могут включать:

а) реализацию предлагаемой по проекту деятельности без регистрации в качестве климатического проекта;

б) реализацию других реалистичных альтернативных сценариев, которые позволят получить результаты[1)] с функционально эквивалентными[2)] качеством, свойствами и областями применения;

в) сохранение текущей ситуации (проектная деятельность или другие альтернативы не осуществлены).

Необходимо показать, что рассматриваемые альтернативы законодательно допустимы и не противоречат всем обязательным применимым законодательным и нормативным требованиям[3)], даже если законы и нормативные акты преследуют иные цели, чем сокращение выбросов ПГ, например уменьшение локального загрязнения воздуха.

Принятие решения по результатам этапа 1.

Выявлено наличие или отсутствие альтернативного к проектной деятельности сценария развития, обеспечивающего результаты или услуги, функционально эквивалентные предлагаемой проектной деятельности, и соответствующего обязательным законодательным требованиям и нормативным актам.

Если предлагаемая проектная деятельность является единственной среди сценариев деятельности, обеспечивающих результаты или услуги, сопоставимые с предлагаемой проектной деятельностью, которая соответствует обязательным законодательным и нормативным актам, то предлагаемая проектная деятельность не является дополнительной.

Если выявлен реалистичный и обоснованный альтернативный сценарий, обеспечивающий результаты или услуги, сопоставимые с предлагаемой проектной деятельностью, который соответствует обязательным законодательным требованиям и нормативным актам, то необходимо продемонстрировать дополнительность проектной деятельности с применением инструментов инвестиционного (этап 2, вариант 1) и/или барьерного (этап 2, вариант 2) анализов.

[1)] Под результатом деятельности подразумевается продукция/услуги, произведенные в ходе проектной деятельности.

[2)] Функциональная эквивалентность (functional equivalence): единая основа для проекта, альтернативного и базового сценариев в количественной оценке ПГ, используемая для обеспечения того, чтобы проектный, альтернативный и базовый сценарии соответствовали эквивалентным уровням производства продукции и услуг (буквально для обеспечения «сравнения яблок с яблоками»).

[3)] Необходимо также учитывать законодательные и нормативные требования, вступление в силу которых ожидается, если такие требования уже были приняты и была публикация соответствующей новости на официальном сайте в сети Интернет до даты подачи заявления на валидацию или до даты начала зачетного периода, если эти даты различны.

В.3.3 Этап 2. Вариант 1. Инвестиционный анализ

Инвестиционный анализ проводится для того, чтобы определить, что предложенная проектная деятельность не является:

- экономически или финансово возможной без учета средств от продажи углеродных единиц (инвестиционный анализ по варианту 1.1, см. далее), или
- наиболее экономически или финансово привлекательной (применяется инвестиционный анализ по вариантам 1.2 или 1.3).

Для проведения инвестиционного анализа необходимо:

- определить, какой вид анализа будет использоваться — простой анализ затрат, инвестиционный сравнительный анализ или сравнение с эталонным финансовым сценарием (benchmark)[1)];
- если проектная деятельность и альтернативы, определенные на этапе 1, не приносят иной финансовой или экономической прибыли, кроме доходов по проекту[2)], то должен применяться простой анализ затрат (вариант 1.1). В иных случаях должны применяться инвестиционный сравнительный анализ (вариант 1.2) или сравнение с эталонным финансовым сценарием (вариант 1.3).

В.3.3.1 Вариант 1.1. Применение простого анализа затрат

Необходимо подтвердить[3)] затраты, связанные с проектной деятельностью и альтернативами, определенными на этапе 1, и продемонстрировать, что существует по крайней мере одна альтернатива, которая является менее затратной, чем проектная деятельность.

Если будет сделан вывод о том, что предлагаемая проектная деятельность является более дорогостоящей, чем хотя бы одна альтернатива, тогда проектная деятельность не является наиболее финансово привлекательной.

В.3.3.2 Вариант 1.2. Применение инвестиционного сравнительного анализа

Необходимо определить финансовые показатели, наиболее подходящие для данного типа проекта и контекста принятия решений. Могут использоваться такие показатели как ВНД, ЧПС, отношение издержек и прибыли, или производственные издержки (например, нормированная себестоимость производства электроэнергии, руб./кВт · ч, или нормированная себестоимость поставленного тепла, руб./ГДж). Обоснованность показателей для инвестиционного сравнительного анализа подтверждается при валидации проекта ОВВ.

Сравнение финансовых показателей для предлагаемой проектной деятельности и альтернативных вариантов должно быть представлено в ПТД проекта.

Если какая-либо из других альтернатив будет иметь лучший показатель (например, самую высокую ВНД), то проектная деятельность не является наиболее финансово привлекательной.

В.3.3.3 Вариант 1.3. Применение сравнительного анализа с эталонным финансовым сценарием

Необходимо определить финансовые/экономические показатели, например ВНД, наиболее подходящие для данного типа проекта.

Сравнение финансовых показателей для предлагаемой проектной деятельности с эталонным финансовым сценарием должно быть представлено в ПТД проекта. Если проектная деятельность имеет менее благоприятный показатель (например, более низкую ВНД), чем эталон, тогда проектная деятельность не является наиболее финансово привлекательной.

При применении варианта 1.2 или варианта 1.3 финансовый/экономический анализ должен основываться на стандартных для рынка параметрах, учитывающих специфические характеристики типа проекта, но не связанных с субъективными ожиданиями доходности или рисков конкретного исполнителя проекта. Только в отдельных случаях, например, когда проектная деятельность модернизирует существующий процесс или ресурс (например, отходы), имеющиеся на территории проекта и не подлежащие продаже, может быть рассмотрено конкретное финансовое/экономическое положение компании, осуществляющей проектную деятельность.

В.3.3.3.1 Расчет и сравнение финансовых показателей (применимо только к вариантам 2 и 3)

Рассчитывают подходящие финансовые показатели для предлагаемой проектной деятельности и, в случае варианта 2, для других альтернатив. Включают все соответствующие затраты (например, инвестиционные затраты, затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание) и доходы (исключая доходы от продажи углеродных единиц) и, при необходимости, нерыночные затраты и выгоды в случае государственных инвесторов, если это является стандартной практикой отбора государственных инвестиций в стране/регионе реализации проектной деятельности.

Инвестиционный анализ должен быть представлен в понятной, прозрачной форме, с указанием всех соответствующих допущений. Информацию о проведенном инвестиционном анализе предпочтительно включать в ПТД или в отдельные приложения к ПТД в таком виде, чтобы можно было воспроизвести анализ и получить те же результаты.

[1)] Эталонный финансовый сценарий (финансовый бенчмарк) — эталонный финансовый показатель, с которым можно сравнить результат работы своей компании или доходность инвестиционного портфеля с наиболее эффективным вариантом.

[2)] Доходами от проекта считается продажа сертифицированных сокращений выбросов (углеродных единиц), полученных при реализации проектной деятельности.

[3)] Подтверждением может служить предоставление информации из независимого источника.

Необходимо привести ссылки на все критические технико-экономические параметры и допущения (такие, как капитальные затраты, цены на топливо, срок службы, ставка дисконтирования или стоимость капитала), обосновать и/или привести допущения таким образом, чтобы они могли быть подтверждены.

В.3.3.3.2 Анализ чувствительности (применяется только для вариантов 1.2 и 1.3)

Анализ чувствительности должен показать, что выводы о финансовой/экономической привлекательности альтернатив не зависят от колебаний основных предпосылок (в разумных пределах). Инвестиционный анализ является убедительным аргументом в пользу дополнительности, только если он подтверждает, что при реалистичном диапазоне предпосылок проектная деятельность не может быть финансово/экономически привлекательной.

Принятие решения по результатам этапа 2.

По результатам анализа финансовой/экономической привлекательности проекта в сравнении с реалистичным и обоснованным альтернативным сценарием или финансовым эталоном:

- если можно сделать вывод, что предлагаемая проектная деятельность не является финансово/экономически привлекательной, проектная деятельность является дополнительной.

Дополнительно можно обосновать наличие барьеров для проведения проектной деятельности, воспользовавшись этапом 2 — вариантом 1 — барьерным анализом;

- в противном случае, необходимо продемонстрировать дополнительность проектной деятельности с применением барьерного анализа (этап 2, вариант 1). Если нижеприведенный анализ барьеров не покажет, что предлагаемая проектная деятельность сталкивается с барьерами, но они не препятствуют осуществлению хотя бы одной альтернативы, проектная деятельность не будет считается дополнительной.

В.3.4 Этап 2. Вариант 2. Барьерный анализ

Данный этап служит для выявления барьеров для реализации проектной деятельности и оценки того, каким альтернативным сценариям препятствуют эти барьеры.

Барьерный анализ может быть применен для подтверждения дополнительности как в дополнение к инвестиционному анализу, так и самостоятельно.

Если используется данный этап, необходимо определить, сталкивается ли предлагаемая проектная деятельность с барьерами, которые:

- препятствуют осуществлению предлагаемой проектной деятельности и
- не препятствуют осуществлению хотя бы одного из альтернативных сценариев.

Выявление барьеров является достаточным условием для обоснования дополнительности только в том случае, если регистрация проектной деятельности в реестре в качестве климатического проекта устраняет выявленные барьеры:

а) выявление барьеров, которые препятствовали бы осуществлению проектной деятельности.

Необходимо установить, что существуют реалистичные и обоснованные барьеры, которые помешают осуществлению предлагаемой проектной деятельности, если проектная деятельность не будет зарегистрирована в качестве климатического проекта. Такие реалистичные и обоснованные барьеры могут включать:

1) инвестиционные барьеры, кроме экономических/финансовых барьеров в приведенном выше инвестиционном анализе;
2) технологические барьеры (доступность технологии);
3) технические барьеры (возможность реализации технологии);
4) регуляторные барьеры (наличие нормативных ограничений на применение технологии);
5) социально-экологические барьеры (уровень воздействия на окружающую среду и местные сообщества);
6) квалификационные (доступность необходимых компетенций для реализации технологии);
7) пр.;

б) необходимо доказать, что выявленные барьеры не помешают реализации хотя бы одной альтернативы (за исключением предлагаемой проектной деятельности).

Применяя анализ барьеров, необходимо предоставить прозрачные и документально подтвержденные доказательства существования барьеров и пояснения относительно того, как они демонстрируют существование и значимость выявленных барьеров и препятствуют ли они реализации альтернатив. Тип предоставляемых доказательств должен включать по крайней мере один из следующих пунктов:

1) соответствующее законодательство, нормативную информацию или отраслевые нормы;
2) соответствующие (отраслевые) исследования или обзоры (например, обзоры рынков, технологические исследования и т. д.), проведенные университетами, научно-исследовательскими институтами, отраслевыми ассоциациями, компаниями, двусторонними/многосторонними организациями и т. д.;
3) соответствующие статистические данные из национальной или международной статистики;
4) документирование соответствующих рыночных данных (например, рыночные цены, тарифы, правила);
5) письменное документирование независимых экспертных оценок, полученных от промышленных, образовательных учреждений (например, университетов, технических школ, учебных центров), отраслевых ассоциаций и др.

Дополнительно могут быть предоставлены внутренние документы компании, однако решение о существовании и значимости выявленных барьеров только на их основании приниматься не должно.

Принятие решения по результатам этапа 3.

Если в результате проведенного барьерного анализа выявлено наличие барьеров, которые препятствовали бы осуществлению проектной деятельности, но при этом не помешают реализации хотя бы одного альтернативного сценария, а регистрация проектной деятельности в реестре в качестве климатического проекта устраняет выявленные барьеры, то проектная деятельность является дополнительной.

В противном случае необходимо продемонстрировать дополнительность проектной деятельности с применением инвестиционного анализа (этап 2). Если инвестиционный анализ не покажет, что проектная деятельность не является наиболее финансово привлекательной, проектная деятельность не является дополнительной.

Приложение Г
(справочное)

Контролируемые/неконтролируемые данные и параметры

Общие параметры, подлежащие/не подлежащие мониторингу в результате деятельности по реализации климатического проекта, представлены в таблице Г.1 и в таблице Г.2.

Таблица Г.1 — Данные и параметры, не подлежащие мониторингу

Данные/ параметр	Единица данных	Наименование	Источник данных	Порядок измерений (если применимо)	Комментарий
$COEF_{i,j}$	т CO_2/единица массы или объема	Коэффициент выбросов CO_2 каждого вида топлива *i*, потребляемого ЭС *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 ЭС или национальные данные предпочтительнее значений по умолчанию МГЭИК
$COEF_{i,IMPORTS}$	т CO_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 ЭС или национальные данные предпочтительнее значений по умолчанию МГЭИК
$COEF_i$	т CO_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 ЭС или национальные данные предпочтительнее значений по умолчанию МГЭИК

Продолжение таблицы Г.1

Данные/ параметр	Единица данных	Наименование	Источник данных	Порядок измерений (если применимо)	Комментарий
$GEN_{j,bl}$	МВт · ч	Электроэнергия, поставляемая в изолированную энергосистему 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
$F_{i,j,bl}$	Масса или объем	Количество ископаемого топлива, потребленного каждой ЭС изолированной энергосистемы в базовом сценарии в течение последних трех лет до начала проектной деятельности	Исторические данные по изолированной энергосистеме	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, электроэнергетических агентств или из литературных источников
LT_{avg}	лет	Средний остаточный срок службы оборудования. Рассчитывается с помощью формулы (5), приведенной в разделе, касающемся определения базовых выбросов	Проектная деятельность	При валидации	Используется экспертная оценка
EF_{BAT}	т CO_2э/МВт · ч	Коэффициент базовых выбросов для наиболее эффективной вытесняемой технологии в изолированной энергосистеме	Проектная деятельность	При валидации. Измерения и расчеты. Прямые измерения или общедоступные официальные данные	—
$EF_{bl,ini}$	т CO_2э/МВт · ч	Коэффициент базовых выбросов изолированной энергосистемы на момент подключения к проектной энергосистеме	Проектная деятельность	При валидации. Рассчитывается	—

Окончание таблицы Г.1

Данные/ параметр	Единица данных	Наименование	Источник данных	Порядок измерений (если применимо)	Комментарий
A_{def}	гектар	Площадь земель, обезлесенных при строительстве ЛЭП	Проектная деятельность	При валидации. Топографическая характеристика и/или инженерные установки и/или карты. Прямые измерения или общедоступные официальные данные	—
TL	%	Дополнительные потери при передаче электроэнергии	Проектная деятельность	Ежегодно. Непосредственно измеренные или общедоступные данные	—
S_{ini}	МВт	Мощность оборудования в изолированной энергосистеме на момент подключения к проектной энергосистеме	Паспортные сведения об оборудовании	При валидации	—
$LT_{i,ini}$	лет	Срок службы оборудования i на момент его замены в энергосистеме	Место реализации проекта	—	—
L_c	т CO_2/гектар	Запас углерода на единицу площади (надземный, подземный, почвенный углерод, подстилка и мертвая биомасса)	—	—	—

Таблица Г.2 — Данные и параметры, подлежащие мониторингу

Данные/параметр	Единица данных	Наименование	Источник данных	Порядок измерений	Периодичность мониторинга	Процедуры обеспечения и контроля качества	Комментарий
$EF_{OG,y}$	т CO_2/МВт · ч	Коэффициент выбросов CO_2 действующей генерации	Проектная деятельность	Рассчитывается	Ежегодно	—	—
$EF_{PG,y}$	т CO_2/МВт · ч	Коэффициент выбросов CO_2 возможной генерации	Проектная деятельность	Рассчитывается	Ежегодно	—	—

Продолжение таблицы Г.2

Данные/параметр	Единица данных	Наименование	Источник данных	Порядок измерений	Периодичность мониторинга	Процедуры обеспечения и контроля качества	Комментарий
EF_p	т CO_2/МВт · ч	Коэффициент выбросов CO_2 энергосистемы	Проектная деятельность	Рассчитывается	Ежегодно	—	Рассчитывается, как указано в разделе 9 или, если применимо, данные получают с сайта АО «АТС» (https://www.atsenergo.ru/results/co2map)
$F_{i,j,y}$	Масса объема	Количество ископаемого топлива *i*, потребленного каждой ЭС *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, электроэнергетических агентств или из литературных источников
$GEN_{i/j/k,y}$	МВт · ч	Производство электроэнергии каждой ЭС	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, электроэнергетических агентств или литературных источников (информация о производстве электроэнергии на основе возобновляемых источников энергии, которое не должно быть вытеснено в изолированной энергосистеме, если таковая имеется, должна быть включена для проверки того, не будет ли существенно затронута ее работа)
Название энергоустановки/ЭС	Текст	Название энергоустановки/ЭС, включенной в границы проекта	Последние статистические данные (местные)	Статистическая информация	Ежегодно	Общедоступные официальные данные	Идентификационная информация о энергоустановке/ЭС (*j*, *k* или *n*), полученная от производителей, электроэнергетических агентств или из литературных источников

Продолжение таблицы Г.2

Данные/параметр	Единица данных	Наименование	Источник данных	Порядок измерений	Периодичность мониторинга	Процедуры обеспечения и контроля качества	Комментарий
$GEN_{i/j/k,y\ IMPORTS}$	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, электроэнергетических агентств или из литературных источников
$M_{SF_6,\ y}$	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
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
D_{yp}	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, электроэнергетических агентств или из литературных источников
S_{yp}	МВт	Энергоснабжение вытесненных ЭС в изолированной энергосистеме в базовом сценарии	Проектная деятельность	Рассчитывается	Ежегодно	Расчетное значение	На основе среднего остаточного срока службы оборудования

Окончание таблицы Г.2

Данные/параметр	Единица данных	Наименование	Источник данных	Порядок измерений	Периодичность мониторинга	Процедуры обеспечения и контроля качества	Комментарий
yp	лет	Количество лет с момента подключения изолированной энергосистемы к проектной энергосистеме	Место реализации проекта	Дата подключения к проектной энергосистеме каждой изолированной энергосистемы или энергоустановки, включенной в границы проекта. *yp* равен количеству лет от даты подключения до года *y* в зачетном периоде	—	—	Проект может включать различные изолированные энергосистемы, подключенные к проектной энергосистеме в разные годы в течение зачетного периода

Приложение Д
(справочное)

Управление рисками

Таблица Д.1 — Управление рисками

Этап реализации климатического проекта	Описание риска	Вероятность возникновения	Влияние на проект	Период влияния	Методы минимизации риска	Период выполнения мероприятий
		Низкая. Средняя. Высокая (шкала от 1 до 5 или др.)	Низкое. Среднее. Высокое (шкала от 1 до 5 или др.)	Подготовительный. 1—2 года после реализации. Весь период реализации климатического проекта	Подробное описание мер по снижению каждого риска	Описание сроков реализации разработанных мероприятий

Библиография

[1] Федеральный закон от 2 июля 2021 г. № 296-ФЗ «Об ограничении выбросов парниковых газов»

[2] Приказ Министерства экономического развития России от 11 мая 2022 г. № 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»

[3] Федеральный закон от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»

[4] Федеральный закон от 6 марта 2022 г. № 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации»

[5] Методика AM0045: Технологическое присоединение изолированных энергосистем. Версия 3.0

[6] Приказ Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 27 мая 2022 г. № 371 «Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов»

[7] Распоряжение Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 16 апреля 2015 г. № 15-р «Об утверждении методических рекомендаций по проведению добровольной инвентаризации объема выбросов парниковых газов в субъектах Российской Федерации»

[8] МГЭИК 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

[9] Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 29 июня 2017 г. № 330 «Об утверждении методических указаний по количественному определению объема косвенных энергетических выбросов парниковых газов»

УДК 502.3:006.354

ОКС 03.060
13.020.20

Ключевые слова: парниковые газы, климатические проекты, методика

Технический редактор *И.Е. Черепкова*
Корректор *М.И. Першина*
Компьютерная верстка *И.А. Налейкиной*

Сдано в набор 14.03.2025. Подписано в печать 19.03.2025. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 4,65. Уч.-изд. л. 3,95.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении в ФГБУ «Институт стандартизации»
для комплектования Федерального информационного фонда стандартов,
117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.

gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru