



ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ
СТАНДАРТ
РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ

ПНСТ
902—
2023

СИСТЕМА СТАНДАРТОВ РЕАЛИЗАЦИИ КЛИМАТИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ

Методика для проектов по переводу промышленных установок с угля/нефтяного топлива на газообразное топливо

Издание официальное

Москва
Российский институт стандартизации
2024

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 25 декабря 2023 г. № 109-пнст

Правила применения настоящего стандарта и проведения его мониторинга установлены в ГОСТ Р 1.16—2011 (разделы 5 и 6).

Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии собирает сведения о практическом применении настоящего стандарта. Данные сведения, а также замечания и предложения по содержанию стандарта можно направить не позднее, чем за 4 мес до истечения срока его действия, разработчику настоящего стандарта по адресу: 125167, Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Аэропорт, ул. Красноармейская, д.11, корп.1 и/или в Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии по адресу: 123112 Москва, Пресненская набережная, д. 10, стр. 2.

В случае отмены настоящего стандарта соответствующая информация будет опубликована в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты» и также будет размещена на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (www.rst.gov.ru)

© Оформление. ФГБУ «Институт стандартизации», 2024

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

II

Содержание

1 Область применения	1
2 Нормативные ссылки	1
3 Термины, определения и сокращения	2
4 Основные положения	2
5 Определение базовой линии	4
6 Требования к срокам выполнения проекта	6
7 Требования дополнительности	6
8 Требования к плану мониторинга	7
9 Проектный сценарий	9
10 Оценка выбросов от утечек проектной деятельности	10
11 Минимизация риска непостоянства	11
12 Методы предотвращения двойного учета, негативного воздействия на окружающую среду и общество	11
13 Рекомендации в отношении изменения и/или сохранения базовой линии в случае продления зачетного периода и проектной деятельности	11
Приложение А (справочное) Управление рисками	12
Приложение Б (справочное) Рекомендации по подтверждению дополнительности проектной деятельности	13
Библиография	19

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 том числе в отношении реализации климатических проектов и определения углеродного следа.

Комплекс национальных стандартов «Система стандартов реализации климатических проектов» основывается на лучших международных практиках, выработанных различными программами выпуска углеродных активов. За основу взяты базовые принципы и методологическая база, выработанные в ходе развития Механизма чистого развития, одного из рыночных механизмов Киотского протокола. Стандарты представляют из себя руководящие документы в области реализации отдельных типов климатических проектов. Целями разрабатываемого комплекса национальных стандартов «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 на корпоративном уровне, в частности, цель № 13 «Принятие срочных мер по борьбе с изменением климата и его последствиями».

ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

СИСТЕМА СТАНДАРТОВ РЕАЛИЗАЦИИ КЛИМАТИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ

Методика для проектов по переводу промышленных установок с угля/нефтяного топлива на газообразное топливо

System of standards for implementing carbon offsetting projects. Methodology for carbon offsetting projects for conversion of industrial plants from coal/petroleum fuel to gaseous fuel

Срок действия — с 2024—01—01
до 2026—01—01

1 Область применения

В настоящем стандарте установлена методика реализации климатических проектов по переходу с угля или нефтяного топлива на природный газ при выработке тепла в промышленных установках, при этом количество промышленных установок в границах реализации климатического проекта не ограничено.

Настоящий стандарт подготовлен на основе методологии (см. [2]), адаптированной под требования действующих в Российской Федерации нормативно-правовых актов и документов по стандартизации.

В случае изменений в нормативно-правовой базе Российской Федерации, регулирующей выбросы ПГ, настоящий стандарт подлежит пересмотру для учета соответствующих изменений.

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

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие документы:

ГОСТ 5542 Газ природный промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия

ГОСТ 31369 Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава

ГОСТ Р 56777 Котельные установки. Метод расчета энергопотребления и эффективности

ОК 029—2014 Общероссийский классификатор видов экономической деятельности

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов (классификаторов) 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 документ, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого документа с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого документа с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный документ 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 следующие термины с соответствующими определениями.

3.1.1 промышленная установка: Стационарная техническая единица и/или комплекс взаимосвязанного оборудования и сооружений, на котором осуществляется один или несколько элементарных процессов.

Примечание — Примеры промышленных установок: печь, котел, стационарный котел, котельная установка, паровой стационарный котел, водогрейный стационарный котел, энерготехнологический котел.

3.1.2 элементарный процесс: Процесс, характеризующийся сжиганием топлива в одном оборудовании в одной точке промышленного объекта или системы централизованного теплоснабжения с целью получения тепловой энергии, в рамках которого топливо не сжигается с целью выработки электроэнергии, не используется в качестве окислителя в химических реакциях или не используется иным образом в качестве сырья.

Примечание — Примерами элементарного процесса являются выработка пара котлом и выработка горячего воздуха печью. Каждый элемент процесса должен генерировать единый выход (например, пар или горячий воздух), используя в основном одно топливо (не множество источников энергии).

3.1.3 зачетный период: Период, в течение которого верифицированные и сертифицированные сокращения выбросов ПГ или увеличение чистой антропогенной абсорбции ПГ поглотителями, связанные с деятельностью по климатическому проекту, в зависимости от ситуации, могут привести к выпуску углеродных единиц.

Примечание — Временной период, который применяется к зачетному периоду деятельности по климатическому проекту, и то, является ли зачетный период возобновляемым или фиксированным, определяется в соответствии с разделом 4.

3.1.4 проектно-техническая документация; ПТД: Документация, используемая разработчиками проекта для демонстрации и описания информации о предполагаемом климатическом проекте для представления в органы по валидации/верификации и в реестр углеродных единиц.

3.2 Сокращения

В настоящем стандарте использованы следующие сокращения:

ВНД — внутренняя норма доходности;
КПД — коэффициент полезного действия;
НДТ — наилучшие доступные технологии;
ОВВ — орган по валидации и верификации;
ПГ — парниковый газ;
ТЭС — тепловая электрическая станция;
ТЭЦ — теплоэлектроцентраль.

4 Основные положения

4.1 Область применения методики

Промышленные установки, попадающие под действие данной методологии, могут применяться в следующих отраслях: коммунальное хозяйство, металлургия, нефтеперерабатывающая и нефтехимическая промышленность (природный газ в качестве топлива), стекольная промышленность, производство цемента, машиностроение, целлюлозно-бумажная промышленность, пищевая промышленность, строительный сектор и т. д.

Указанная методология не применима для установок, действующих в электроэнергетическом секторе, включая когенерационные установки промышленных предприятий (ТЭЦ).

В случае, если у организации существует дополнительный вид деятельности (согласно коду ОКВЭД2 ОК 029—2014), связанный с производством, передачей и распределением пара и горячей воды (тепловой энергии), разработчику проекта необходимо согласно технологической схеме ТЭС (котельной) определить выходные потоки энергии на данном объекте. В случае, если ТЭС или котельная, принадлежащая промышленному предприятию, обслуживает только свои потребности в тепловой

энергии (децентрализованное теплоснабжение) либо отпускает всю производимую энергию на сторону (централизованное теплоснабжение) — данные промышленные установки попадают под реализацию климатического проекта. Если ТЭС или котельная обеспечивает тепловой энергией одновременно промышленное предприятие и отпускает энергию на сторону — данная ТЭС не может учитываться для целей реализации климатического проекта.

В соответствии с настоящей методикой, к проектной деятельности должны применяться следующие условия:

- до осуществления проектной деятельности в промышленных установках используют только уголь или нефтяное топливо (но не природный газ);
- никакие национальные, региональные программы или специальные технические регламенты не ограничивают объект в использовании ископаемых видов топлива, которые использовались до перехода на другое топливо;
- национальные, региональные программы или специальные технические регламенты не требуют использования природного газа или любого другого топлива в промышленных установках;
- проектная (установленная) тепловая мощность промышленных установок после перехода на природный газ не должна превышать первоначальную (фактическую) мощность более чем на 5 %;
- проектная деятельность не способствует увеличению срока эксплуатации (службы) промышленной установки (или ее элементов) в течение зачетного периода. В случае проектной деятельности, предусматривающей замену или модернизацию существующего(их) котла(ов), все котлы, существующие на проектной площадке до начала реализации проектной деятельности, должны быть в состоянии работать до конца зачетного периода без какой-либо модернизации или замены. Для демонстрации данного условия применимости, разработчику проекта необходимо предоставить соответствующую техническую документацию установки (паспорт) или режимную карту, в которой отражается перечень параметров работы установки при различных мощностных режимах (режимно-наладочные испытания). Дополнительно, при привлечении Ростехнадзора, разработчик проекта может продемонстрировать соответствие фактического срока службы установок регламентному (указанному в паспорте или режимной карте), и подтвердить остаточный срок службы установок. Соответствующая информация должна быть отражена в ПТД;
- предлагаемая проектная деятельность не приведет к комплексному изменению процесса¹⁾.

4.2 Границы проекта

Границы проекта охватывают выбросы CO₂, связанные со сжиганием топлива в каждой промышленной установке, которая подлежит переходу на газообразное топливо. Одни и те же границы проекта применимы как к базовой линии, так и к проектному сценарию.

Для целей определения выбросов от проектной деятельности разработчики проекта должны включить выбросы CO₂ от сжигания природного газа в разрезе каждой промышленной установки.

Для целей определения базовых выбросов разработчики проекта должны включить выбросы CO₂ от сжигания такого количества угля или нефтяного топлива, которое использовалось бы в каждой промышленной установке в отсутствие проектной деятельности.

Территория распространения проектной деятельности (далее — территориальные границы) включает в себя область, охватывающую производственную площадку промышленного объекта(ов) или системы централизованного теплоснабжения.

Краткий обзор ПГ и источников, включенных в границы проекта, а также обоснование/объяснение того, какие ПГ и источники не включены, представлены в таблице 1.

В случае, 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 сокращения выбросов ПГ, потенциально достигаемых в результате проектной деятельности и закрепленных в договорных соглашениях.

¹⁾ В соответствии с настоящим стандартом, комплексное изменение процесса — изменение чертежей, технологических условий, карт условий поставки заготовок деталей, оборудования, оснастки, инструмента, технологического маршрута; изменение производится при усовершенствовании технологического процесса и оснастки, при исправлении ошибок в технологии. В более широком смысле, комплексное изменение процесса — изменение технологического процесса на производстве, изменение взаимоотношений между производственными звеньями, изменение загрузки отдельных переделов, внедрение инновационных технологий и т. д.

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

Источник		Парниковый газ	Включен	Обоснование/объяснение
Базовая линия	Сжигание базового топлива	CO ₂	Да	Основной источник выбросов
		CH ₄	Нет	Незначительный источник. Бухгалтерский учет не требуется
		N ₂ O	Нет	Незначительный источник. Бухгалтерский учет не требуется
Проектная деятельность	Сжигание природного газа	CO ₂	Да	Основной источник выбросов
		CH ₄	Нет	Незначительный источник. Бухгалтерский учет не требуется
		N ₂ O	Нет	Незначительный источник. Бухгалтерский учет не требуется

5 Определение базовой линии

Базовая линия должна устанавливаться на основании текущих (фактических) или исторических выбросов, скорректированных в сторону уменьшения путем использования консервативных принципов.

С учетом тенденций развития международного углеродного рынка, в том числе переговорного процесса по правилам торговли сокращениями выбросов по статье 6 Парижского соглашения, разработчику проекта рекомендуется применить один из приведенных ниже принципов корректировки базовой линии с обоснованием целесообразности выбора:

- 1) использование в качестве базовой линии утвержденной НДТ;
- 2) практика сравнения бизнес-процессов и показателей эффективности на уровне среднего уровня выбросов 20 % наиболее эффективных сопоставимых видов деятельности, обеспечивающих аналогичные результаты и услуги в определенной сфере в аналогичных социальных, экономических, экологических и технологических условиях;
- 3) подход, основанный на текущих (фактических) или исторических выбросах, скорректированных в сторону уменьшения не менее чем на 3 %.

Приведенные подходы имеют рамочный характер, дающий общее понимание о способах определения базовых линий. Детализированный подход к определению базовой линии для данного типа проектов изложен далее.

Для подхода, определенного разработчиком проекта, расчет базовых выбросов BE_y , тCO₂, соответствует общему уравнению

$$BE_y = A_{baseline,y} \cdot EF_{CO_2,baseline} \quad (1)$$

где $A_{baseline,y}$ — данные о деятельности установки за год y ;

$EF_{CO_2,baseline}$ — коэффициент выбросов CO₂.

Для каждого из подходов, описанных в настоящем разделе, данные о деятельности A и коэффициенты выбросов EF определяются в соответствии с требуемыми условиями. Например, для подхода, основанного на текущих выбросах, данные о деятельности A — количество потребления твердого/жидкого топлива в год y , т/т.у.т., EF — коэффициент выбросов от сжигания топлива в год y , в тCO₂/т (т.у.т.) топлива. Расчет выбросов должен производиться в соответствии с [3].

Для практики сравнения бизнес-процессов данные о деятельности (A) — количество продукции, произведенной на промышленной установке(ах) (продуктов первого передела/ТДж/Гкал) в год y , EF — средняя интенсивность выбросов ПГ 20 % наиболее эффективных установок в соответствии с национальными исходными значениями или отраслевыми стандартами¹⁾ в год y в тCO₂/т продукции.

Для НДТ коэффициент выбросов EF определяется в соответствии с информационно-техническими справочниками по НДТ²⁾ для промышленной установки, работающей в соответствующей отрасли/секторе. Данные о деятельности A промышленной установки(ок) должны соответствовать применимым величинам EF .

¹⁾ В случае, если соответствующие нормативные документы разработаны и введены в действие.

²⁾ См.: <https://www.rst.gov.ru/portal/gost/home/activity/NDT>

Проектная (установленная) тепловая мощность промышленных установок после перехода на природный газ не должна превышать предыдущие показатели более чем на 5 %.

Базовые выбросы BE_y включают выбросы CO_2 от сжигания того количества угля или нефтяного топлива, которое в отсутствие проектной деятельности использовалось бы во всех элементных процессах i . Определение соответствующих значений низшей теплотворной способности угля/нефтяного топлива и коэффициентов выбросов CO_2 должно производиться в соответствии с [3]. Расчет базовых выбросов BE_y , т CO_2 /год, выглядит следующим образом:

$$BE_y = \sum_i FC_{baseline,i,y} \cdot NCV_{FF,i} \cdot EF_{FF,CO_2,i}, \quad (2)$$

где $FC_{baseline,i,y}$ — количество угля или нефтяного топлива, которое было бы сожжено при отсутствии проектной деятельности на промышленной установке i в течение года y в единицах объема или массы;

$NCV_{FF,i}$ — средняя низшая теплотворная способность угля или нефтяного топлива, которое было бы сожжено при отсутствии проектной деятельности на промышленной установке i в течение года y , ГДж/единица объема или массы;

$EF_{FF,CO_2,i}$ — коэффициент выбросов CO_2 от сжигания угля или нефтяного топлива, которое будет сжигаться при отсутствии проектной деятельности в элементном процессе i , т CO_2 /ГДж.

Количество угля или нефтяного топлива (фактических значений), которое использовалось бы в отсутствие проектной деятельности на промышленной установке i $FC_{baseline,i,y}$ в единицах объема или массы, рассчитывается на основе фактического количества природного газа, сжигаемого на промышленной установке $FC_{project,i,y}$, соотношения энергетической эффективности и низшей теплотворной способности между проектным сценарием (использование природного газа) и базовым сценарием (использование угля или нефтяного топлива):

$$FC_{baseline,i,y} = FC_{project,i,y} \cdot \frac{NCV_{NG,y} \cdot \varepsilon_{project,i}}{NCV_{FF,i} \cdot \varepsilon_{baseline,i,y}}, \quad (3)$$

где $FC_{project,i,y}$ — количество природного газа, сожженного в промышленной установке i в течение года y , м³;

$NCV_{NG,y}$ — средняя низшая теплотворная способность природного газа, сожженного в течение года y , ГДж/м³;

$NCV_{FF,i}$ — средняя низшая теплотворная способность угля или нефтяного топлива, которое было бы сожжено при отсутствии проектной деятельности на промышленной установке i в течение года y , ГДж/единица объема или массы;

$\varepsilon_{project,i}$ — нетто КПД промышленной установки i , в случае работы на природном газе;

$\varepsilon_{baseline,i,y}$ — нетто КПД промышленной установки i , в случае работы на угле или нефтяном топливе соответственно.

В процессе верификации климатического проекта потребление топлива в базовой линии $FC_{baseline,i,y}$ для промышленной установки i должно быть пересмотрено за все годы, в зависимости от фактического потребления природного газа на этой промышленной установке $FC_{project,i,y}$.

Обратите внимание, что наиболее приемлемым базовым сценарием может быть использование нескольких видов топлива в промышленной(ых) установке(ах). Если в промышленной(ых) установке(ах) использовались несколько видов топлива до осуществления проектной деятельности (включая случаи, когда четко определено пусковое топливо), и если продолжение применения данной практики является наиболее приемлемым базовым сценарием, разработчики проекта должны исключить пусковое топливо из списка видов топлива и в качестве консервативного подхода оставить единственный вид топлива с самым низким коэффициентом выбросов CO_2 из перечня видов топлива, использовавшихся в данной промышленной(ых) установке(ах) в течение последних трех лет, а также базовой чистой теплотворной способностью $NCV_{FF,i}$. Например, случаи использования бурого и каменного угля в промышленных установках.

Для определения коэффициентов выбросов и низшей теплотворной способности необходимо применять [3].

Нетто КПД должен быть определен для каждой промышленной установки(ок) для проектной деятельности $\varepsilon_{project,i}$ и базового сценария $\varepsilon_{baseline,i}$. КПД необходимо определять путем проведения измерений в ходе элементного процесса сжигания соответствующего топлива. КПД проектной деятельности $\varepsilon_{project,i}$ должен измеряться ежемесячно в течение всего зачетного периода, а для расчетов выбросов должны использоваться среднегодовые значения.

КПД базового сценария $\varepsilon_{project,i}$ должен рассчитываться следующим образом:

- вариант А. Следует использовать консервативное значение по умолчанию, равное 1;
- вариант В. Следует использовать консервативное значение по умолчанию, полученное из данных заводов-изготовителей, типовые энергетические характеристики котло- и турбоагрегатов;
- вариант С. Следует использовать расчетную фактическую величину, проводя ежемесячные испытания в течение шести месяцев до реализации проекта. Для расчетов выбросов следует использовать среднее значение за шесть месяцев. Все измерения должны проводиться при репрезентативной нагрузке (или режиме работы) в соответствии с национальными или международными стандартами. В тех случаях, когда репрезентативную нагрузку (или режим работы) определить невозможно, измерения следует проводить при различных нагрузках (или режимах работы) и взвешивать по времени (графику), в течение которого эти нагрузки (или режимы работы) происходят. При определении $\varepsilon_{project,i}$ и $\varepsilon_{baseline,i}$ следует использовать одну и ту же нагрузку (или режимы работы) и весовые коэффициенты;
- вариант D. Когда разработчик проекта может обоснованно продемонстрировать, что эффективность элементного процесса не меняется из-за смены вида топлива или что любые изменения незначительны (т. е. $0 < \varepsilon_{project,i} - \varepsilon_{baseline,i} < 1\%$) или что $\varepsilon_{project,i}$ следует ожидать, будет выше, чем $\varepsilon_{baseline,i}$, разработчик проекта может считать $\varepsilon_{baseline,i} = \varepsilon_{project,i}$ в качестве упрощения при условии, что $\varepsilon_{baseline,i}$ и $\varepsilon_{project,i}$ могут быть установлены заранее;
- вариант Е. Следует использовать базовые значения, указанные в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 — Базовые значения КПД промышленных установок¹⁾

Группа оборудования	КПД, %
Новый котел (возрастом менее 15 лет), работающий на мазуте	90
Новый котел (возрастом менее 15 лет), работающий на угле	85
Старый котел (возрастом 15 лет и более), работающий на мазуте	85
Старый котел (возрастом 15 лет и более), работающий на угле	80

Значения, определенные для $\varepsilon_{baseline,i}$, должны быть задокументированы в ПТД и оставаться фиксированными в течение всего зачетного периода.

6 Требования к срокам выполнения проекта

Требования к дате начала выполнения проекта не устанавливаются.

Зачетный период для проектов по сокращению выбросов составляет максимум пять лет с возможностью продления максимум два раза по пять лет или максимум 10 лет без возможности продления.

Зачетный период начинается не ранее чем за пять лет до подачи документов на валидацию для проектов, прошедших валидацию до 31 декабря 2025 года, и не ранее чем за два года до подачи документов на валидацию для проектов, прошедших валидацию после 1 января 2026 года.

Базовая линия должна оцениваться на момент начала зачетного периода и подтверждаться либо пересматриваться на момент начала следующего 5-летнего этапа, если проект проводится три раза по пять лет (см. раздел 13).

7 Требования дополнительности

Для выполнения требований дополнительности проектной деятельности и подтверждения данного критерия следует руководствоваться приложением Б настоящего стандарта или положениями других нормативных документов или документов, принятых в программах по ПГ.

¹⁾ Значения КПД взяты из методологии, разработанной в рамках [2].

Разработчику проекта необходимо продемонстрировать в ПТД дополнительную проектную деятельность.

Для определения альтернатив проектной деятельности в соответствии с действующими законами и нормативными и правовыми актами разработчику проекта следует рассмотреть следующие альтернативы:

а) «предлагаемая деятельность осуществлялась бы без регистрации в качестве проектной деятельности». В данном случае, разработчик проекта должен рассмотреть альтернативу осуществления перевода промышленных установок с угля на газообразное топливо без регистрации климатического проекта и получения углеродных единиц;

б) «другие реалистичные альтернативные сценарии...». Другими альтернативными сценариями для разработчика проекта могут служить: переход с угля или нефтяного топлива на другое топливо, отличное от природного газа (например, биомассу);

в) «сохранение текущей ситуации...». Текущей ситуацией для разработчика проекта является сохранение существующей практики использования угля или нефтяного топлива.

Для демонстрации того, что предлагаемая проектная деятельность не рассматривается как «общая практика», следует привести обоснование. Общая практика в зависимости от региона осуществления климатического проекта и от вида (отрасли) промышленности, в которой реализуется климатический проект, может отличаться. В случае с региональной спецификой важное значение имеют показатели использования местных видов топлива. В зависимости от отрасли промышленности, «общая практика» может сильно отличаться, например, для энергетики, горнодобывающей промышленности и строительной отрасли может быть характерно потребление угля, использование устаревшего оборудования, высокие капитальные затраты и т. д. Разработчику проекта следует продемонстрировать основные препятствия, которые свойственны данному климатическому проекту, например отсутствие энергетической (централизованной) инфраструктуры, государственное регулирование цен на электроэнергию в регионе, стоимость оборудования и его доступность и т. д. Все эти факторы в совокупности необходимо рассматривать для анализа общей практики.

Методика, установленная в настоящем стандарте, применяется только в том случае, если продолжение использования угля или нефтяного топлива в течение всего зачетного периода является наиболее приемлемым базовым сценарием, а предполагаемая проектная деятельность соответствует требованиям дополнительной, изложенным в приложении Б или других нормативных документах или документах, принятых в программах по ПГ.

8 Требования к плану мониторинга

Данные, которые являются частью мониторинга выбросов по проекту, должны архивироваться в электронном виде и храниться не менее двух лет после окончания последнего зачетного периода. Все параметры (100 % данных), необходимые для количественного определения выбросов, перечисленные ниже в таблицах 3 — 6, должны контролироваться и быть частью системы мониторинга выбросов (если не указано иное). Все измерения должны проводиться с помощью откалиброванного измерительного оборудования в соответствии с соответствующими стандартами. Перечень параметров, необходимых для контроля и мониторинга выбросов, представлен в таблицах 3 — 6.

Т а б л и ц а 3 — Параметры, необходимые для контроля и мониторинга выбросов

Данные/параметр	$FC_{project,i,y}$
Единица данных	тыс.м ³ , т.у.т. или ТДж
Описание	Количество природного газа, сожженного в промышленной установке(ах) i в течение года y
Источник данных	Измерения на месте
Порядок проведения измерений (при наличии)	Использование расходомеров — счетчиков газа, измерителей объема газов. Узловая система учета газа должна быть спроектирована, установлена и обслуживаться в соответствии с требованиями соответствующих эталонных стандартов технологии учета. Калибровка измерительных приборов должна проводиться с соответствующей периодичностью для обеспечения поддержания характеристик в пределах расчетной точности

Окончание таблицы 3

Периодичность мониторинга	В непрерывном режиме
Любые комментарии	Данные об измеренном объеме природного газа должны быть предоставлены при стандартных условиях относительного давления и температуры. Калибровка и техническое обслуживание измерительных приборов должны осуществляться в соответствии с требованиями производителей и эталонных стандартов. Необходимо проводить внутренний аудит калибровки системы учета перед каждым отчетом о мониторинге. Необходимо проведение перекрестных проверок, в том числе проверок тенденций и данных о производстве, перед каждым отчетом о мониторинге

Т а б л и ц а 4 — Параметры, необходимые для контроля и мониторинга выбросов

Данные/параметр	$EF_{NG,CO_2,y}$
Единица данных	т CO ₂ /ед
Описание	Коэффициент выбросов CO ₂ при сжигании природного газа во всех промышленных установках в году y
Источник данных	Принцип расчета коэффициента выбросов CO ₂ при сжигании природного газа представлен в [3]. Значения, предоставляемые поставщиком топлива в счетах-фактурах, являются предпочтительным источником. В отсутствие таких данных необходимо использовать измерения, проведенные разработчиком проекта. Для получения дополнительной информации см. [3]
Порядок проведения измерений (при наличии)	—
Периодичность мониторинга	Ежемесячно
Процедуры обеспечения и контроля качества	—
Любые комментарии	Счета-фактуры на природный газ должны выставляться на основании результатов измерений физико-химических параметров в соответствии с ГОСТ 5542

Т а б л и ц а 5 — Параметры, необходимые для контроля и мониторинга выбросов

Данные/параметр	$NCV_{NG,y}$
Единица данных	ГДж/м ³
Описание	Средняя низшая теплотворная способность природного газа, сожженного в течение года y
Источник данных	Значения, предоставляемые поставщиком топлива в счетах-фактурах, являются предпочтительным источником. В отсутствие таких данных необходимо использовать измерения, проведенные разработчиком проекта. Для получения дополнительной информации см. [3]
Порядок проведения измерений (при наличии)	В соответствии с ГОСТ 31369
Периодичность мониторинга	Согласно ежемесячным счетам-фактурам за природный газ
Любые комментарии	Обратите внимание, что низшая теплотворная способность должна определяться при таких же параметрах относительного давления и температуры, что и при определении параметров объема газа. Счета-фактуры на природный газ должны выставляться на основании результатов измерений физико-химических параметров в соответствии с ГОСТ 5542

Т а б л и ц а 6 — Параметры, необходимые для контроля и мониторинга выбросов

Данные/параметр	$\varepsilon_{project,i,y}$
Единица данных	—
Описание	Нетто КПД промышленной установки i , в случае работы на природном газе
Источник данных	—
Порядок проведения измерений (при наличии)	Нетто КПД необходимо определять путем проведения измерений на промышленной установке во время сжигания соответствующего топлива. Все измерения должны проводиться при фактическом коэффициенте нагрузки (или режиме работы), основанном на национальных стандартах или стандартах организаций (СТО). Например, ГОСТ Р 56777
Периодичность мониторинга	Ежемесячно
Процедуры обеспечения и контроля качества	—
Любые комментарии	—

Данные и параметры, которые не требуют постоянного мониторинга, должны быть рассчитаны один раз и оставаться зафиксированными в течение всего зачетного периода. Список параметров, не входящих в систему мониторинга выбросов, представлен в таблицах 7—8.

Т а б л и ц а 7 — Параметры, не входящие в систему мониторинга выбросов

Данные/параметр	$EF_{FF,CO_2,i}$
Единица данных	т CO_2 /ГДж
Описание	Коэффициент выбросов CO_2 от сжигания угля или нефтяного топлива, которое будет сжигаться при отсутствии проектной деятельности в элементном процессе i , т CO_2 /ГДж
Источник данных	Измерение на месте или справочная величина
Порядок проведения измерений (при наличии)	—
Любые комментарии	См. [3]

Т а б л и ц а 8 — Параметры, не входящие в систему мониторинга выбросов

Данные/параметр	$NCV_{FF,i}$
Единица данных	ГДж на единицу массы или объема
Описание	Средняя низшая теплотворная способность угля или нефтяного топлива, которое было бы сожжено при отсутствии проектной деятельности на промышленной установке i в течение года y в ГДж на единицу объема или массы
Источник данных	Измерение на месте или справочная величина.
Порядок проведения измерений (при наличии)	—
Любые комментарии	См. [3]

9 Проектный сценарий

Проектный сценарий включает выбросы CO_2 от сжигания природного газа на всех промышленных установках. Проектные выбросы PE_y , т CO_2 , рассчитываются на основе количества природного газа,

сожженного во всех промышленных установках i , и коэффициентов выбросов CO_2 для природного газа $EF_{\text{NG},\text{CO}_2,y}$, как показано в формуле:

$$PE_y = \sum_i (FC_{\text{project},i,y} \cdot EF_{\text{CO}_2,y} \cdot OF_y), \quad (4)$$

где $FC_{\text{project},i,y}$ — потребление природного газа за период y в промышленной установке i , тыс. м^3 , т.у.т. или ТДж;

$EF_{\text{CO}_2,y}$ — коэффициент выбросов CO_2 от сжигания природного газа за период y , т/ед.;

OF_y — коэффициент окисления топлива, фракция.

Для определения коэффициентов выбросов и источников информации о потреблении природного газа, необходимо руководствоваться [3]. При проведении измерений разработчики проекта должны задокументировать результаты таких измерений после реализации проектной деятельности в своих отчетах по мониторингу.

Сокращение выбросов в результате проектной деятельности в течение заданного года y ER_y , тCO_2 , представляет собой разницу между выбросами в базовом году y BE_y и проектными выбросами в течение года y PE_y и выбросами в результате утечек проектной деятельности в году y LE_y и представлено уравнением:

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y, \quad (5)$$

где BE_y — базовые выбросы в течение года y , тCO_2 ;

PE_y — проектные выбросы в течение года y , тCO_2 ;

LE_y — утечки проектной деятельности (вверх по цепочке поставок) в году y , $\text{тCO}_2/\text{год}$.

В процессе реализации климатического проекта разработчики проекта могут столкнуться с определенными рисками и барьерами. Для оценки рисков разработчику проекта следует разработать матрицу рисков. Более подробно см. приложение А.

10 Оценка выбросов от утечек проектной деятельности

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, если утечки проектной деятельности¹⁾ существуют в соответствии с методикой, представленной ниже.

Для данного типа проектной деятельности необходимо учитывать утечки вверх по цепочке поставок, связанные с добычей топлива, его переработкой, сжижением, транспортировкой, регазификацией и распределением ископаемых видов топлива за пределами границ проекта. Необходимо сравнить утечки вверх по цепочке поставок при использовании угля/нефтяного топлива и природного газа.

Утечки вверх по цепочке (при добыче и транспортировке топлива) в году y ($LE_{\text{US},y} = LE_y$) могут быть определены с помощью коэффициентов, доступных разработчику проекта (фактические данные), национальных специальных исследований или доступной специализированной базы данных оценок жизненного цикла (ОЖЦ)²⁾, основанной на достоверных данных.

Разработчику проекта следует сослаться в ПТД на источник данных, который был использован для оценок утечек от топлива, и описать свойства выбранных коэффициентов.

Оценка выбросов от утечек проектной деятельности $LE_{\text{US},y}$, $\text{тCO}_2/\text{год}$, рассчитывается следующим образом:

$$LE_{\text{US},y} = (FC_{\text{project},i,y} \cdot EF_{\text{default},\text{NG},y}) - (FC_{\text{baseline},i,y} \cdot EF_{\text{default},\text{C(P)},y}), \quad (6)$$

где $FC_{\text{project},i,y}$ — количество природного газа, использованного в проектом сценарии в году y , тыс. м^3 , т.у.т. или ТДж;

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 (см. CDM-EB07-A04-GLOS Glossary CDM terms. Version 11.0).

²⁾ Примеры базы данных: база данных DEFRA, программное обеспечение SimaPro для оценки жизненного цикла (LCA), база данных Ecoinvent, отчеты отраслевых ассоциаций и т. д.

$EF_{default,NG,y}$ — коэффициент выбросов по умолчанию для утечек вверх по цепочке поставок, связанный с потреблением природного газа в году y , тCO₂/ед.;

$FC_{baseline,i,y}$ — количество угля или нефтяного топлива, использованного в базовом сценарии в году y , т, т.у.т. или ТДж;

$EF_{default,C(P),y}$ — коэффициент выбросов по умолчанию для утечек вверх по цепочке поставок, связанный с потреблением угля/нефтяного топлива в году y , тCO₂/ед.

Если суммарный эффект утечек проектной деятельности является отрицательным ($LE_{US,y} < 0$), разработчики проекта должны принять $LE_{US,y} = 0$.

11 Минимизация риска непостоянства

Не применимо для данного типа проекта.

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. Разработчику проекта необходимо минимизировать риск того, что его проект может привести к негативным последствиям для местных сообществ, биоразнообразия и окружающей среды. Проекты не должны приводить к увеличению загрязнения атмосферы, почвы, поверхностных и грунтовых вод, а также к конфликтам между сообществами, проблемам землевладения, принудительному выселению, нарушениям прав человека или ухудшению состояния здоровья и самочувствия из-за ограничения доступа к лесам или природным зонам.

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

13 Рекомендации в отношении изменения и/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 базовой линии и количественной оценки сокращений выбросов.

Приложение А
(справочное)

Управление рисками

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

- основные этапы реализации климатического проекта;
 - описание рисков, которые могут возникнуть на каждом этапе климатического проекта;
 - описание вероятности наступления рисков. Для этого могут быть использованы варианты рейтинга «низкий, средний, высокий» или любые другие понятные числовые шкалы;
 - описание влияния каждого риска на результаты всего проекта. Это также может быть сделано с использованием «низкий, средний, высокий» или любой другой понятной числовой шкалы;
 - описание периода влияния каждого риска на весь климатический проект;
 - разработка мер по минимизации или предотвращению каждого вида рисков;
 - указывается время реализации каждой меры, которая снижает или предотвращает возникновение рисков.
- Пример шаблона с матрицей риска указан в таблице А.1.

Т а б л и ц а А.1 — Шаблон матрицы рисков

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

Приложение Б (справочное)

Рекомендации по подтверждению дополнительности проектной деятельности

Б.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 парниковых газов.

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 дополнительную с применением инструментов инвестиционного и/или¹⁾ 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 Б.1).

Б.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 ОБВ должны тщательно оценить и проверить надежность и достоверность данных, обоснований, предположений и документации, предоставленных разработчиками проекта для обоснования дополнительности проектной деятельности. Проведенная проверка и выводы должны быть прозрачно задокументированы в отчете о валидации.

Б.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.

1) Этап 0. Предварительный этап:

- этап 0.1. Определение проекта как «прорывного»;
- этап 0.2. Анализ устоявшейся практики.

2) Этап 1. Выявление альтернатив проектной деятельности.

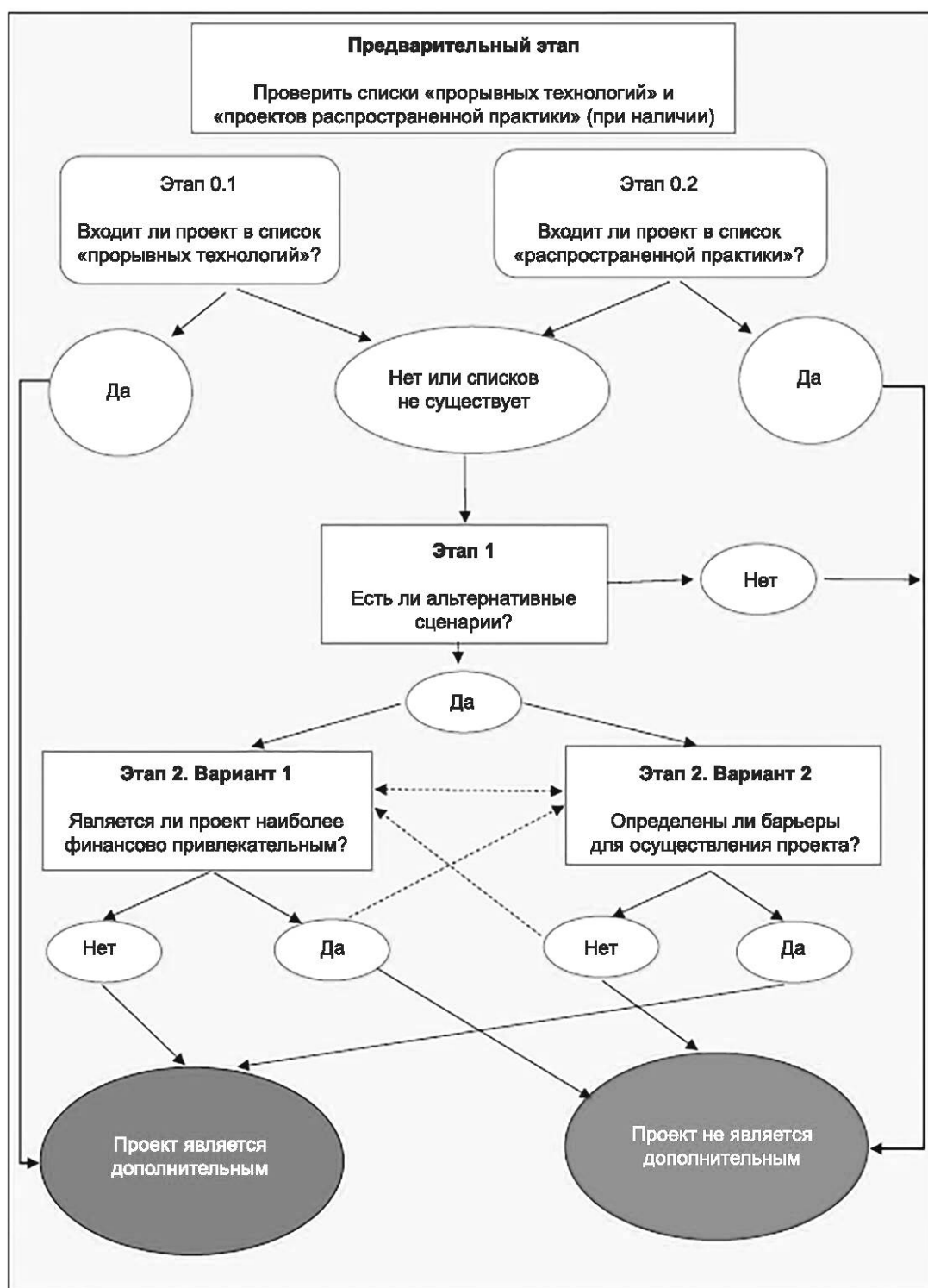
3) Этап 2. Обоснование дополнительности:

- 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;
- вариант 2. Выявление барьеров для реализации проектной деятельности.

Б.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).

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



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

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

Прохождение предварительного этапа предусмотрено только в случае, если имеются официальные 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 официальных утвержденных списков проектов устоявшейся практики проведение проверки дополнительной в соответствии с этапом 0.2 является обязательным.

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

В отдельных случаях для подтверждения дополнительной 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 дополнительной должно начинаться с этапа 1.

Проект является «прорывным» в применимой географической зоне¹⁾, 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.

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.

Б.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 дополнительной, выполнив этапы 1 и 2.

Б.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 разработчикам 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 результаты²⁾ с функционально эквивалентными³⁾ качеством, свойствами и областями применения;
- в) сохранение текущей ситуации (проектная деятельность или другие альтернативы не осуществлены).

¹⁾ Под применимой географической зоной обычно подразумевается территория страны, в которой планируется проведение проекта. Если разработчики 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.

²⁾ Под результатом деятельности подразумеваются продукция/услуги, произведенные в ходе проектной деятельности.

³⁾ 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»).

Необходимо показать, что рассматриваемые альтернативы законодательно допустимы и не противоречат всем обязательным применимым законодательным и нормативным требованиям¹⁾, 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 дополнительную проектной деятельности с применением инструментов инвестиционного (этап 2, вариант 1) и/или барьерного (этап 2, вариант 2) анализов.

Б.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), 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)²⁾;
- если проектная деятельность и альтернативы, определенные на этапе 1, не приносят иной финансовой или экономической прибыли, кроме доходов по проекту³⁾, то должен применяться простой анализ затрат (вариант 1.1). В иных случаях должен применяться инвестиционный сравнительный анализ (вариант 1.2) или сравнение с эталонным финансовым сценарием (вариант 1.3).

Б.3.3.1 Вариант 1.1. Применение простого анализа затрат

Необходимо подтвердить⁴⁾ 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.

Б.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, чистая приведенная стоимость (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.

Б.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.

¹⁾ 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.

²⁾ Эталонный финансовый сценарий (финансовый бенчмарк) — эталонный финансовый показатель, с которым можно сравнить результат работы своей компании или доходность инвестиционного портфеля с наиболее эффективным вариантом.

³⁾ Доходами от проекта считается продажа сертифицированных сокращений выбросов (углеродных единиц), полученных при реализации проектной деятельности.

⁴⁾ Подтверждением может служить предоставление информации из независимого источника.

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 разработчика 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.

Б.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.

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.

Б.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 дополнительной, 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 дополнительную проектной деятельности с применением барьерного анализа (этап 2, вариант 1). Если нижеприведенный анализ барьеров не покажет, что предлагаемая проектная деятельность сталкивается с барьерами, но которые не препятствуют осуществлению хотя бы одной альтернативы, проектная деятельность не будет считаться дополнительной.

Б.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 дополнительной 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 дополнительной только в том случае, если регистрация проектной деятельности в реестре в качестве климатического проекта устраняет выявленные барьеры.

1) Выявление барьеров, которые препятствовали бы осуществлению проектной деятельности

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

- а) инвестиционные барьеры, кроме экономических/финансовых барьеров в приведенном выше инвестиционном анализе;
- б) технологические барьеры (доступность технологии);
- в) технические барьеры (возможность реализации технологии);
- г) регуляторные барьеры (наличие нормативных ограничений на применение технологии);

- д) социально-экологические барьеры (уровень воздействия на окружающую среду и местные сообщества);
- е) квалификационные (доступность необходимых компетенций для реализации технологии);
- ж) прочие.

2) 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:

- а) соответствующее законодательство, нормативную информацию или отраслевые нормы;
- б) 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.;
- в) соответствующие статистические данные из национальной или международной статистики;
- г) документирование соответствующих рыночных данных (например, рыночные цены, тарифы, правила);
- д) 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 мешают 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 дополнительную проектную деятельность с применением инвестиционного анализа (этап 2). Если инвестиционный анализ не покажет, что проектная деятельность не является наиболее финансово привлекательной, проектная деятельность не является дополнительной.

Библиография

- [1] Федеральный закон от 2 июля 2021 г. № 296-ФЗ «Об ограничении выбросов парниковых газов»
- [2] ACM0009: Fuel switching from coal or petroleum fuel to natural gas. Version 5.0. CDM Methodology
- [3] Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 27 мая 2022 г. № 371 «Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов»

Ключевые слова: методика, климатические проекты, изменение климата

Редактор *Е.Ю. Митрофанова*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *О.В. Лазарева*
Компьютерная верстка *Е.О. Асташина*

Сдано в набор 27.12.2023. Подписано в печать 12.01.2024. Формат 60×84%. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 2,79. Уч.-изд. л. 2,24.

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.
www.gostinfo.ru info@gostinfo.ru