ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 71978— 2025

СИСТЕМА СТАНДАРТОВ РЕАЛИЗАЦИИ КЛИМАТИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ

Методика для проектов по генерации электроэнергии из возобновляемых источников для прямых поставок потребителю и/или в энергосеть малого масштаба

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 14 марта 2025 г. № 140-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
3.1 Термины и определения 2
3.2 Сокращения 5
4 Основные положения 5
4.1 Область применения методики 5
4.2 Границы проекта 8
5 Определение базовой линии 9
5.1 Основные положения 9
5.2 Определение сценариев базовой линии 10
5.3 Оценка выбросов базовой линии 11
6 Требования к срокам выполнения проекта 13
7 Требования дополнительности 14
8 Требования к плану мониторинга 14
9 Проектный сценарий 15
9.1 Выбросы от сжигания ископаемого топлива $PE_{FF,y}$ 15
9.2 Выбросы от геотермальных электростанций $PE_{GP,y}$ 16
9.3 Выбросы от зарядки батарейной системы накопления энергии или электролиза воды водородной системы накопления энергии с использованием электроэнергии из электрической сети или от резервного электрогенератора на ископаемом топливе $PE_{СНЭБ/ВСНЭ,y}$ 17
9.4 Сокращение выбросов 17
9.5 Управление рисками 18
10 Оценка выбросов от утечек проектной деятельности 18
11 Минимизация риска непостоянства 18
12 Методы предотвращения двойного учета, негативных воздействий на окружающую среду и общество 19
13 Рекомендации в отношении изменения и/или сохранения базовой линии в случае продления зачетного периода и проектной деятельности 20
Приложение А (справочное) Рекомендуемый подход для определения коэффициента выбросов от энергосистемы (сетевого коэффициента выбросов) 21
Приложение Б (справочное) Рекомендуемый подход для определения коэффициента косвенных энергетических выбросов в случае прямых поставок электроэнергии 22
Приложени В (справочное) Рекомендации по подтверждению дополнительности проектной деятельности 23
Приложение Г (справочное) Показатели и параметры мониторинга 30
Приложение Д (справочное) Управление рисками 37
Приложение Е (справочное) Оценка достоверности исходной/текущей базовой линии при продлении зачетного периода 38
Библиография 39

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. Стандарты представляют собой руководящие документы в области реализации отдельных типов климатических проектов. 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 стандарта допускается применение упрощенных модельных подходов к представлению электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики, необходимых и достаточных для целей реализации и оценки результатов климатических проектов.

Настоящий стандарт совместно с ГОСТ Р 71977 распространяется на климатические проекты по генерации электроэнергии из возобновляемых источников. Настоящий стандарт применяется для проектов по генерации электроэнергии из возобновляемых источников для прямых поставок конечному потребителю и/или в энергосистему малого масштаба (общая суммарная установленная мощность генерирующих установок менее 30 МВт). Проекты, предусматривающие подключение генерирующих установок к электрической сети или к изолированной энергосистеме с общей суммарной установленной мощностью генерирующих установок более 30 МВт, относятся к области применения ГОСТ Р 71977.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

СИСТЕМА СТАНДАРТОВ РЕАЛИЗАЦИИ КЛИМАТИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ

Методика для проектов по генерации электроэнергии из возобновляемых источников для прямых поставок потребителю и/или в энергосеть малого масштаба

System of standards for implementing carbon offsetting projects. Methodology for projects for generating electricity from renewable sources for direct supply to the consumer and/or to a small-scale energy network

Дата введения — 2025—06—01

1 Область применения

Настоящий стандарт устанавливает методику, предназначенную для разработки климатических проектов по генерации электроэнергии из возобновляемых источников для прямых поставок конечному потребителю и/или в энергосистему малого масштаба. Соответствие требованиям настоящего стандарта может быть заявлено при выполнении всех требований настоящего стандарта, за исключением 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—2014 Газы парниковые. Определение количества выбросов парниковых газов в организациях и отчетность. Руководство по применению стандарта ИСО 14064-1

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

ГОСТ Р 71977 Система стандартов реализации климатических проектов. Методика для проектов по генерации электроэнергии из возобновляемых источников энергии

ГОСТ Р ИСО 14064-1—2021 Газы парниковые. Часть 1. Требования и руководство по количественному определению и отчетности о выбросах и поглощении парниковых газов на уровне организации

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

Издание официальное

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 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

батарейная система накопления энергии; СНЭБ (battery energy storage system; BESS): Стационарная система для накопления и обратного преобразования электроэнергии, которая содержит компоненты, необходимые для этой функции, в частности батарею, систему преобразования энергии и систему управления энергией[1)].

Примечание — Данный вид системы накопления энергии предполагает, что тип накопителя электроэнергии реализован на основе аккумуляторных батарей.

[Адаптировано из ГОСТ Р МЭК 62485-5—2021, пункт 3.1.3]

3.1.2 **водородная система накопления энергии;** ВСНЭ (hydrogen energy storage system; HESS): Система накопления электроэнергии с использованием водорода, которая состоит из электролизера, резервуара для хранения водорода и топливного элемента.

Примечание — В контексте данной методики водородные накопители энергии — это форма химических накопителей энергии, в которых электрическая энергия, произведенная из возобновляемых источников энергии, преобразуется в водород, произведенный в результате резервного производства электроэнергии.

3.1.3

возобновляемые источники энергии; ВИЭ (renewable energy sources): Энергия солнца, энергия ветра, энергия вод (в том числе энергия сточных вод), за исключением случаев использования такой энергии на гидроаккумулирующих электроэнергетических станциях, энергия приливов, энергия волн водных объектов, в том числе водоемов, рек, морей, океанов, геотермальная энергия с использованием природных подземных теплоносителей, низкопотенциальная тепловая энергия земли, воздуха, воды с использованием специальных теплоносителей, биомасса, включающая в себя специально выращенные для получения энергии растения, в том числе деревья, а также отходы производства и потребления, за исключением отходов, полученных в процессе использования углеводородного сырья и топлива, биогаз, газ, выделяемый отходами производства и потребления на свалках таких отходов, газ, образующийся на угольных разработках.

Примечание — Данная методика рассматривает только проектную деятельность, связанную с использованием таких возобновляемых источников энергии, как энергия солнца, ветра, воды, энергия приливов, геотермальная энергия.

[[3], статья 3]

[1)] Методики-референс, разработанные в рамках Механизма чистого развития (ACM0002), используют для данного термина следующую трактовку: батарейная система накопления энергии; СНЭБ (battery energy storage system; BESS): перезаряжаемая система хранения энергии, состоящая из аккумуляторов, зарядных устройств, систем управления, систем кондиционирования энергии и сопутствующего электрооборудования, предназначенная для хранения электроэнергии, вырабатываемой установкой(ами) на основе возобновляемых источников энергии.

3.1.4 **капитальный ремонт** (overhaul): Ремонт с целью восстановления исправности (работоспособности) конструкций и оборудования, а также поддержания эксплуатационных показателей[1)].

Примечание — При капитальном ремонте оборудования, который выполняется для восстановления исправности и полного или близкого к полному ресурса объекта с заменой или восстановлением любых его частей, может производиться полная разборка агрегата, ремонт базовых и корпусных деталей и узлов, замена (или восстановление) всех изношенных деталей и узлов на новые и более современные, сборка, регулирование и испытание агрегата. При проведении капитального ремонта оборудования не должно изменяться его функциональное назначение. Целью капитального ремонта оборудования является восстановление его технико-экономических характеристик до значений, близких к проектным [6].

3.1.5

малая гидроэлектростанция; МГЭС (small hydroelectric power plant): Гидроэлектростанция с установленной мощностью до 30 МВт.

[ГОСТ Р 54531—2011, статья 6.8]

3.1.6 **модернизация;** *достройка, дооборудование, замена* (modernization): Работы, вызванные изменением технологического или служебного назначения оборудования, здания, сооружения или иного объекта амортизируемых основных средств повышенными нагрузками и/или другими новыми качествами, то есть это замена устаревшего оборудования на новое в связи с функциональным износом[2)].

Примечание — Модернизация электроэнергетики включает не только вывод из эксплуатации старого, физически и морально устаревшего оборудования, реконструкцию низкоэффективного оборудования и замену технологий на современные, но и создание принципиально нового оборудования и энерготехнологий.

3.1.7 **новая электростанция** «*электростанция с нуля*» (greenfield power plant): Новая электростанция на возобновляемых источниках энергии, которая строится и эксплуатируется на месте, где до осуществления проектной деятельности не эксплуатировалась ни одна электростанция на возобновляемых источниках энергии.

3.1.8 **зачетный период** (crediting period): Период, в течение которого верифицированные и сертифицированные сокращения выбросов парниковых газов или увеличение чистой антропогенной абсорбции парниковых газов 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 6. Зачетный период проекта настоящей методики.

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

[1)] Для терминов «техническое перевооружение», «модернизация», «реконструкция» и «капитальный ремонт» определение единой терминологии в нормативных документах Российской Федерации не установлено и могут присутствовать разночтения в зависимости от объектов, подлежащих данным видам работ. Терминология в методиках-референс также не совпадает в полном объеме (указано для каждого конкретного термина). Термин «техническое перевооружение» по смыслу употребления в методики близок к термину «модернизация». Однако законодательство Российской Федерации разделяет эти понятия. В данной методике были учтены положения [4].

Методики-референс, разработанные в рамках [5], используют для данного термина следующую трактовку: переоборудование/модернизация (retrofit): Работы, связанные с инвестициями в ремонт или модификацию существующих действующих электростанций/агрегатов с целью повышения эффективности, производительности или генерирующей мощности электростанций/агрегатов без добавления новых электростанций/агрегатов. Модернизация восстанавливает установленную мощность производства электроэнергии до исходного уровня или выше. Модернизация должна включать только меры, которые предполагают капитальные вложения, а не меры по регулярному техническому обслуживанию или уборке.

[2)] Методики-референс, разработанные в рамках [5], используют для данного термина следующую трактовку: замена (replacement): работы, связанные с инвестициями в новые электростанции/агрегаты, которые заменяют один или несколько существующих агрегатов на существующей электростанции. Новые электростанции/агрегаты имеют такую же или более высокую генерирующую мощность, чем станции/агрегаты, которые были заменены.

3.1.10 **резервный генератор** (backup generator): Генератор, который используется для поддержания резервной подачи электроэнергии с целью удовлетворения нужд оборудования на площадке ЭС в случае отключения основного источника питания.

3.1.11 **реконструкция** (reconstruction): Переустройство существующих объектов основных средств, связанное с совершенствованием производства и повышением его технико-экономических показателей и осуществляемое по проекту реконструкции основных средств в целях увеличения производственных мощностей, улучшения качества и изменения номенклатуры продукции.

Примечания

1 К реконструкции действующих энергетических предприятий относят переустройство существующих цехов и объектов основного, подсобного и обслуживающего назначения электростанций, тепловых и электрических сетей, связанное с совершенствованием производства, повышением технико-экономического уровня, изменением основных технико-экономических показателей. Реконструкции подлежат объекты электрических сетей, как правило, имеющие неудовлетворительное состояние строительных конструкций и сооружений вследствие выработки нормативного срока службы, в силу различных стихийных природных явлений, не соответствующие требованиям санитарных норм и экологии.

2 Методологии-референс, разработанные в рамках Механизма чистого развития (AMS-I.F., ACM0002) используют для данного термина следующую трактовку: восстановление или ремонт (rehabilitation or refurbishment): работы, связанные с инвестициями в восстановление существующих электростанций/агрегатов, которые были серьезно повреждены или разрушены из-за обрушения фундамента, чрезмерного просачивания, землетрясения, разжижения или наводнения. Основная цель восстановления или ремонта состоит в том, чтобы восстановить рабочие характеристики объектов. Ремонт также может привести к повышению эффективности, производительности или мощности электростанций/агрегатов с добавлением или без добавления новых электростанций/агрегатов».

3.1.12 **существующее водохранилище** (existing reservoir): Водохранилище, которое находилось в эксплуатации не менее трех лет до осуществления проектной деятельности.

3.1.13 **техническое перевооружение** (technical re-equipment): Комплекс мероприятий по повышению технико-экономических показателей основных средств или их отдельных частей на основе внедрения передовой техники и технологии, механизации и автоматизации производства, модернизации и замены морально устаревшего и физически изношенного оборудования новым, более производительным.

3.1.14 **увеличение установленной мощности** (capacity addition): Комплекс мероприятий, приводящий к увеличению мощности существующих электростанций путем строительства новых электростанций/агрегатов вместо существующих электростанций/агрегатов или установки новых электростанций/агрегатов в дополнение к существующим электростанциям/агрегатам.

Примечание — Существующие электростанции/агрегаты в случае увеличения мощности путем установки дополнительных электростанций/агрегатов продолжают работать после реализации проектной деятельности.

3.1.15 **установленная мощность** (installed capacity, rated capacity): Суммарная мощность генерирующего оборудования электростанции, работающего при номинальных параметрах и/или нормальных условиях.

Примечание — Выражается в ваттах или одном из ее кратных значений.

3.1.16

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.

[Адаптировано из ГОСТ 21027—2021, статья 1]

3.1.17 **энергосистема малого масштаба**[1] (mini-grid): Энергосистема с общей суммарной установленной мощностью генерирующих установок менее 30 МВт[2], не имеющая соединения с какой-либо иной энергосистемой.

3.2 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

ВНД — внутренняя норма доходности;

ВЭС — ветроэлетрическая электростанция;

ГеоТЭС — геотермальная электростанция;

ДПМ — договор о предоставлении мощности;

НДТ — наилучшие доступные технологии;

ОВВ — орган по валидации и верификации;

ООПТ — особо охраняемая природная территория;

ПГ — парниковый газ;

ПТД — проектно-техническая документация;

ПЭС — приливная электростанция;

СЭС — солнечная электростанция;

ТЭС — тепловая электростанция;

ЧПС — чистая приведенная стоимость;

ЭС — электростанция.

4 Основные положения

4.1 Область применения методики

Методика, установленная в настоящем стандарте, применима для разработки климатических проектов по производству электроэнергии из возобновляемых источников для поставки ее конечным потребителям и/или в энергосистему малого масштаба. Ключевые элементы методики приведены в таблице 1.

---

[1] Термин «энергосистема малого масштаба» в текущей трактовке применим исключительно в рамках данного стандарта.

[2] Деятельность, реализуемая по методике-референс [5], входит в блок маломасштабных проектов в области возобновляемой энергетики с максимальной выходной мощностью не более 15 МВт (или равной соответствующему эквиваленту) (см. решение 17/CP.7, пункт 6(c)(i)). Ограничение в 15 МВт пересмотрено для Российской Федерации до 30 МВт, поскольку на данном этапе не предполагается введение упрощенных процедур регистрации проектов малого масштаба, а также для гармонизации с национальными нормативными документами, которые к группе малой генерации относят электростанции мощностью до 30 МВт. В то же время, разграничивая области применения с ГОСТ Р 71977, отдельно выделяется поставка электроэнергии в энергосистему малого масштаба, которая в контексте данного документа рассматривается как некоторый крупный конечный потребитель электроэнергии. Энергосистема малого масштаба также может быть поставщиком электроэнергии в базовом сценарии. В контексте методики: выходная мощность — это установленная/номинальная мощность, указанная производителем оборудования или установки, независимо от фактического коэффициента загрузки установки. Установленная/номинальная мощность энергоблоков, вырабатывающих электроэнергию из возобновляемых источников энергии, которые включают турбогенераторные системы, должна основываться на установленной/номинальной мощности генератора. Проекты могут относиться к МВт(п) или МВт(э), где (п) означает пиковую мощность, (э) — электрическую. Поскольку МВт(э) является наиболее распространенным обозначением, МВт определяют как МВт(э), в противном случае применяют соответствующий коэффициент преобразования (см. FCCC/KP/CMP/2005/8/Add.1).

Таблица 1 — Ключевые элементы методики

Типовые проекты	Капитальный ремонт, реконструкция, модернизация/техническое перевооружение или увеличение электрической мощности существующей ЭС или строительство и эксплуатация новой ЭС по производству электроэнергии из возобновляемых источников, таких как фотоэлектрические, гидроэнергетические, приливно-волновые, ветровые, геотермальные ЭС, для поставки электроэнергии конечным потребителям[1)] и/или в энергосистему малого масштаба. При определенных условиях в рамках проектной деятельности на ЭС может быть внедрена СНЭБ или ВСНЭ
Вид действий по сокращению выбросов ПГ	Возобновляемая энергетика: замещение углеродоемкой выработки электроэнергии и поставка электроэнергии конечным потребителям и/или в энергосистему малого масштаба

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

Область применения настоящего стандарта включает проектную деятельность, связанную с установками по производству энергии из возобновляемых источников и охватывает фотоэлектрические, приливно-волновые, гидро-, ветровые, геотермальные энергоустановки, которые поставляют электроэнергию конечным потребителям.

Методика, установленная в настоящем стандарте, применима к климатическим проектам по производству электроэнергии из возобновляемых источников и рассматривает следующие виды деятельности:

- строительство новых ЭС;
- капитальный ремонт, реконструкцию, модернизацию/техническое перевооружение или увеличение электрической мощности существующей ЭС;
- внедрение СНЭБ или ВСНЭ в новые ЭС или внедрение СНЭБ или ВСНЭ в существующие СЭС или ВЭС.

В рамках методики используется модельная предпосылка о том, что в ходе генерации электроэнергии из возобновляемых источников происходит замещение более углеродоемкой электроэнергии, поступающей конечному потребителю и/или в энергосистему малого масштаба, за счет чего достигается эффект сокращения выбросов ПГ. Предполагается, что в базовом сценарии, т. е. в альтернативном сценарии при отсутствии проектной деятельности потребители получали бы электроэнергию из одного или нескольких источников:

- электрической сети общего доступа;
- автономной углеродоемкой ЭС, работающей на ископаемом топливе[3)];
- углеродоемкой энергосистемы малого масштаба.

Методика также применима в отношении СЭС, ВЭС, МГЭС, ПЭС и ГеоТЭС.

Для МГЭС методика применима, если они удовлетворяют хотя бы одному из следующих условий:

- проектная деятельность осуществляется в существующем водохранилище без изменения объема водохранилища[4)];

[1)] В контексте настоящего стандарта под конечным потребителем электроэнергии понимается любое лицо(а), приобретающее(ие) электроэнергию для собственных бытовых и/или производственных нужд без цели ее перепродажи. Предполагается, что в рамках проектной деятельности круг конечных потребителей электроэнергии точно определяется, минимально может быть равен одному. Максимально возможное количество подключенных потребителей электроэнергии ограничивается максимальной мощностью объекта генерации не более 30 МВт и его способностью обеспечить потребителей требуемым уровнем мощности согласно заключенным договорам энергоснабжения [купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности)]. Энергосистема малого масштаба также рассматриваться как некоторый крупный конечный потребитель электроэнергии. Далее по тексту методики под конечным потребителем электроэнергии понимается в том числе и энергосистема малого масштаба. Не распространяется на участников оптового рынка электроэнергии.

[2)] В настоящее время к программе по ПГ в Российской Федерации можно отнести [1], [2] и [7].

[3)] В этом случае потребители также должны быть подключены к энергосистеме.

[4)] Данный вид деятельности возможен для проектов по капитальному ремонту, реконструкции, модернизации/техническому перевооружению или увеличению электрической мощности существующей ЭС.

- проектная деятельность по строительству новой МГЭС осуществляется без строительства плотины и затопления территории[1].

Системы комбинированного производства тепла и электроэнергии (когенерация), а также установки по производству возобновляемой энергии из биомассы[2] не рассматриваются в данной методике.

Методика применима, если в базовом сценарии конечный потребитель не получает электроэнергию из ВИЭ напрямую.

Методика применима к проектной деятельности по производству электроэнергии из возобновляемых источников, с поставкой электроэнергии конечным потребителям, которая предполагает:

- строительство новой ЭС там, где до осуществления проектной деятельности не существовало ЭС на ВИЭ (новая ЭС, «электростанция с нуля»);
- увеличение установленной мощности существующей ЭС;
- капитальный ремонт существующей ЭС;
- реконструкцию или модернизацию/техническое перевооружение существующей ЭС.

В случае проектной деятельности, которая предполагает увеличение электрической мощности установок по производству электроэнергии из возобновляемых источников на существующем объекте, мощность установок, добавленных в рамках проекта, должна быть ниже 30 МВт и быть физически отделенной[3] от существующих установок.

В случае капитального ремонта или модернизации/технического перевооружения общая мощность модернизированного, отремонтированного или замененного блока не должна превышать предел в 30 МВт.

Если добавляемая установка имеет как возобновляемые, так и компоненты системы, генерация электроэнергии на которых происходит за счет сжигания ископаемого топлива[4], то ограничение в 30 МВт применяется только в части возобновляемого компонента.

В случае реализации проекта по увеличению установленной мощности, капитального ремонта, реконструкции или модернизации/технического перевооружения МГЭС или ГеоТЭС необходимо, чтобы эксплуатация существующей ЭС началась минимум за пять лет до этого. Это минимальный исторический период, используемый для расчета выбросов в случае реализации базовой линии. Необходимо также, чтобы в данный период (между началом минимального исторического периода и реализацией проектной деятельности) не проводились увеличение электрической мощности, капитальный ремонт, модернизация или реконструкция ЭС.

Методика применима к проектной деятельности, в рамках которой могут внедряться технологии СНЭБ или ВСНЭ[5] для новых ЭС на ВИЭ или существующих СЭС или ВЭС.

Необходимо, чтобы для ВСНЭ была реализована технология получения водорода методом электролиза воды с использованием резервного объема электроэнергии, произведенного ВИЭ-установкой. Хранение водорода может быть реализовано в сжатом или твердофазном связанном виде, получение электроэнергии — с использованием электрохимических генераторов (топливных элементов) или водородосжигающих установок.

---

[1] То есть конструкция новой МГЭС должна обеспечить преобразование энергии воды без строительства плотины и затопления территории.

[2] Идентификация источников выбросов и утечек для проектной деятельности, использующей биомассу, требует отдельного учета и процедур мониторинга, включая анализ утечек в результате перенаправления биомассы из других областей применения в проект. Данные процедуры не рассматриваются в методике, а использование биомассы запрещено.

[3] Физически отдельная установка — такая установка, которая способна вырабатывать электроэнергию без участия существующих установок и непосредственно не оказывать прямого влияния на механические, тепловые или электрические характеристики существующего объекта.

[4] Например, ветродизельная установка.

[5] Данная методика рассматривает систему накопления электроэнергии как эффективный источник электрической энергии, способный компенсировать в пределах аккумулированного в ней количества энергии дефицит мощности генерации при пиковом потреблении электроэнергии с последующим восполнением отданного количества энергии, например регулирование переменной выработки на ВЭС, сглаживание резких колебаний мощности, которые могут возникать в энергосистемах с высоким количеством СЭС, накопление энергии, генерируемой в период провала нагрузки, и т. д. Вид системы накопления энергии определяется разработчиком климатического проекта исходя из вариантов, допустимых данной методикой.

Если проектная деятельность включает в себя интеграцию СНЭБ или ВСНЭ, методика применима к следующей проектной деятельности по производству электроэнергии из ВИЭ, с поставкой электроэнергии конечному потребителю:

- внедрение СНЭБ/ВСНЭ в новую ЭС на ВИЭ;
- внедрение СНЭБ/ВСНЭ вместе с увеличением электрической мощности существующей СЭС или ВЭС;
- внедрение СНЭБ/ВСНЭ в существующую СЭС или ВЭС без внесения каких-либо других изменений;
- внедрение СНЭБ/ВСНЭ вместе с осуществлением капитального ремонта, реконструкции или модернизации/технического перевооружения существующей СЭС или ВЭС.

В случае проектной деятельности, связанной со строительством новой ЭС на ВИЭ, разработчик проекта должен продемонстрировать, что СНЭБ или ВСНЭ являлась неотъемлемой частью проектной деятельности[1)].

Данный вид проектной деятельности предполагает, что СНЭБ должна заряжаться электроэнергией или ВСНЭ должна использовать электроэнергию для электролиза, вырабатываемую соответствующей ЭС, работающей на ВИЭ. В ситуациях, когда проектными решениями с учетом специфики объекта предусмотрено в дополнение к или вместо применения СНЭБ или ВСНЭ использование резервного электрогенератора[2)], работающего на ископаемом топливе или заряжающегося от электроэнергии электросети, необходимо учитывать соответствующие выбросы ПГ от сжигания ископаемого топлива таким резервным электрогенератором[3)] или от выработки электроэнергии в энергосистеме. В таких случаях соответствующие выбросы ПГ должны учитываться как проектные выбросы в соответствии с требованиями раздела 9.

Зарядка СНЭБ от электросети или от резервного электрогенератора, работающего на ископаемом топливе, или использование электроэнергии электросети или от резервного электрогенератора для электролиза воды ВСНЭ, не должна составлять более 2 % от электроэнергии, произведенной проектной установкой на ВИЭ за период мониторинга[4)]. В течение периодов времени[5)], когда СНЭБ или ВСНЭ потребляет более 2 % электроэнергии для зарядки или электролиза воды, разработчик проекта не имеет права на выдачу углеродных единиц за соответствующий период мониторинга. Данный факт должен быть прозрачно отражен в ПТД.

4.2 Границы проекта

Границы проектной деятельности (в т. ч. территориальные границы) включают в себя все объекты, связанные с рассматриваемым климатическим проектом, а именно: конечных потребителей электроэнергии и объекты генерации электроэнергии, физически подключенные к ним через линии передачи и распределения электроэнергии. В границы проектной деятельности включаются как объекты генерации электроэнергии базового, так и проектного сценария.

Парниковые газы и источники выбросов, включенные в границы проекта или исключенные из них, представлены в таблице 2.

[1)] Например, путем ссылки на технико-экономические обоснования или документы о принятии инвестиционных решений.

[2)] Например, для страховки на случай, когда ВИЭ, СНЭБ или ВСНЭ не обеспечивают требуемый уровень мощности генерации электроэнергии.

[3)] Резервный генератор в контексте методики понимается как генератор, который обеспечивает бесперебойную подачу электроэнергии в период экстренных, аварийных ситуаций. Резервный генератор не может быть использован для зарядки СНЭБ или электролиза воды с целью получения водорода на ВСНЭ в случае неблагоприятных погодных условий.

[4)] Ограничение в 2 % сохранено в методике для сопоставимости с международной практикой реализации климатических проектов данного типа. Использование СНЭБ или ВСНЭ более 2 % электроэнергии, произведенной за счет сжигания ископаемого топлива или от энергосистемы, противоречит задаче по снижению углеродоемкости вырабатываемой электроэнергии.

[5)] Например, неделя(и), месяц(ы).

Таблица 2 — Источники выбросов ПГ, включенные (исключенные) в границы проекта

Источник		ПГ	Включение	Обоснование
Базовая линия	Выбросы CO_2 от производства электроэнергии на ЭС, работающих на ископаемом топливе, которые будут замещены в результате проектной деятельности	CO_2	Да	Основной источник выбросов
		CH_4	Нет	Незначительный источник выбросов
		N_2O	Нет	Незначительный источник выбросов
Проектная деятельность	Для ГеоТЭС выбросы CH_4 и CO_2 из неконденсирующихся газов, содержащихся в геотермальном паре, летучие выбросы углеводородов, таких как н-бутан и изопентан (рабочая жидкость), содержащихся в теплообменниках	CO_2	Да	Основной источник выбросов
		CH_4	Да	Основной источник выбросов
		N_2O	Нет	Незначительный источник выбросов
		Хладагент(ы), являющийся(еся) ПГ[1)]	Да	Основной источник выбросов (если применимо согласно проектной документации)[2)]
	Выбросы CO_2 от сжигания ископаемого топлива для производства электроэнергии на ВЭС и СЭС	CO_2	Да	Основной источник выбросов
		CH_4	Нет	Незначительный источник выбросов
		N_2O	Нет	Незначительный источник выбросов
	Зарядка СНЭБ или электролиз воды на ВСНЭ с использованием электроэнергии от сети или от резервных электрогенераторов, работающих на ископаемом топливе	CO_2	Да	Основной источник выбросов
		CH_4	Нет	Незначительный источник выбросов
		N_2O	Нет	Незначительный источник выбросов

5 Определение базовой линии

5.1 Основные положения

Базовая линия устанавливается консервативным способом[3)] для ситуации реализации деятельности в обычном режиме, в т. ч. с учетом всех действующих политик и мер, но без учета дополнительных мероприятий проекта (модель «Бизнес в обычном режиме»).

Разработчик проекта может применить один из приведенных ниже подходов к определению базовой линии с обоснованием целесообразности 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 3 %.

[1)] Для коэффициентов ПГП следует руководствоваться ГОСТ Р 56267. В случае принятия новых НПА и национальных стандартов с обновленными ПГП следует руководствоваться обновленными версиями.

[2)] Учитываются все ПГ, перечисленные в приложении А Киотского протокола, а также ПГ, контролируемые в рамках Монреальского протокола.

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

[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, с. 34, пункт 36). URL: gost.e-ecolog.ru

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

Приведенные подходы имеют рамочный характер, дающий общее понимание о способах определения базовых линий. Детализированный подход к определению базовой линии для данного типа проектов изложен в 5.2.

Минимальные требования к определению базовой линии для климатических проектов, реализуемых и выпускающих углеродные единицы на территории Российской Федерации, определены в [2]. Предлагаемые в данной методики подходы согласуются со стандартизированным подходом, применяемым на международном уровне [5].

Разработчик проекта вправе использовать методики и коэффициенты выбросов CO_2, законодательно утвержденные на территории Российской Федерации[1)]. В этом случае разработчик проекта должен самостоятельно определить наиболее актуальный подход и источники выбросов, к оценке которых будут применены методики, задокументировать и обосновать применяемые алгоритмы для ОВВ.

5.2 Определение сценариев базовой линии

5.2.1 Сценарий базовой линии для новых электростанций

Если проектная деятельность представляет собой строительство новой ЭС со СНЭБ/ВСНЭ или без, то сценарий базовой линии заключается в том, что электроэнергия, поставляемая конечным потребителям в результате проектной деятельности, в противном случае вырабатывалась бы за счет одного или нескольких источников генерации электроэнергии, указанных в 4.1.

5.2.2 Сценарий базовой линии в случае увеличения установленной мощности существующей электростанции на возобновляемых источниках энергии, или внедрения СНЭБ/ВСНЭ в существующую солнечную электростанцию или ветроэлектрическую станцию

Если проектная деятельность представляет собой увеличение установленной мощности существующей ЭС на ВИЭ со СНЭБ/ВСНЭ или без, подключенной к конечным потребителям, или внедрение СНЭБ/ВСНЭ вместе с увеличением установленной мощности на существующей СЭС или ВЭС, или интеграцию СНЭБ/ВСНЭ в существующую СЭС или ВЭС без осуществления каких-либо других изменений, базовым сценарием в этом случае будет существующий объект, который будет продолжать поставлять электроэнергию на исторических уровнях до того момента, когда генерирующий объект, вероятно, будет отремонтирован или модернизирован. Электроэнергия, поставляемая за счет добавленной мощности, в противном случае вырабатывалась бы за счет одного или нескольких источников генерации электроэнергии, указанных в 4.1 и добавления новых источников генерации. Предполагается, что с момента капитального ремонта или модернизации базовый сценарий соответствует проектной деятельности и никаких сокращений выбросов не произойдет.

5.2.3 Сценарий базовой линии в случае капитального ремонта, реконструкции или модернизации/технического перевооружения существующей электростанции

В данном случае базовым сценарием является продолжение эксплуатации существующего объекта. Для определения выработки электроэнергии существующей станции в базовом сценарии используются исторические данные о выработке электроэнергии исходя из предположения, что историческая ситуация, наблюдавшаяся до реализации проектной деятельности, сохранится. Если достоверно известно, что на ЭС запланированы мероприятия по капитальному ремонту, реконструкции или модернизации/техническому перевооружению в отсутствие деятельности по проекту, то с момента, на который запланировано осуществление таких мероприятий, предполагается, что базовый сценарий соответствует сценарию проектной деятельности и сокращение выбросов больше не происходит.

5.2.4 Сценарий базовой линии в случае капитального ремонта существующей солнечной электростанции или ветроэлектрической станции одновременно с внедрением СНЭБ/ВСНЭ

Если проектная деятельность представляет собой капитальный ремонт существующей СЭС или ВЭС одновременно с внедрением СНЭБ/ВСНЭ, реализация проекта обеспечит возможность поставки дополнительного объема электроэнергии конечным потребителям с использованием той же существующей генерирующей мощности. Это позволит повысить коэффициент загрузки ЭС в течение года и даст возможность поставлять конечным потребителям больше электроэнергии от СЭС или ВЭС в рамках проектной деятельности по сравнению с ситуацией до установки СНЭБ/ВСНЭ. В результате проектная деятельность потенциально заместит эквивалентный объем производства электроэнергии одного или нескольких источников генерации электроэнергии, указанных в 4.1.

Сценарий базовой линии определяется так же, как и в случае капитального ремонта, реконструкции или модернизации/технического перевооружения существующей ЭС, описанного в 5.2.3.

[1)] См. [9], [10], [11], [12].

5.3 Оценка выбросов базовой линии

5.3.1 Вариант 1

В случае поставки электроэнергии конечным потребителям от углеродоемкой энергосистемы малого масштаба, в которой все генераторы используют исключительно ископаемое топливо, базовый уровень выбросов — это годовой объем электроэнергии, вырабатываемой генерирующей установкой на ВИЭ, умноженный на коэффициент выбросов для современной генерирующей установки соответствующей мощности, работающей при оптимальной нагрузке на ископаемом топливе того вида, который наиболее распространен в регионе реализации климатического проекта. Расчет выбросов должен производиться в соответствии с методическими указаниями, изложенными в [9] (учитывается сжигание соответствующего вида топлива).

5.3.2 Вариант 2

Выбросы базовой линии для других источников генерации электроэнергии, указанных в 4.1, отличных от углеродоемкой энергосистемы малого масштаба, описанной в 5.3.1, включают только выбросы CO_2 от производства электроэнергии на ЭС, которые были замещены в связи с проектной деятельностью. Выработка электроэнергии энергосистемой малого масштаба в рамках данного варианта также возможна (например, в случае генерации электроэнергии в системе как за счет сжигания ископаемого топлива, так и за счет ВИЭ-генерации).

Выбросы в случае реализации базовой линии представляют собой произведение количества вытесненной электроэнергии на электроэнергию, произведенную возобновляемой генерирующей установкой, и коэффициента выбросов. Выбросы базовой линии в год y, BE_y, т CO_2, рассчитывают по формуле

$$BE_y = EG_{BL,y} \cdot EF_{CO_2,y}, \quad (1)$$

где $EG_{BL,y}$ — количество полезной выработки электроэнергии, замещенной в результате реализации проектной деятельности в год y, МВт · ч;

$EF_{CO_2,y}$ — коэффициент выбросов CO_2, т CO_2/МВт · ч. Если в базовом сценарии получение электроэнергии потребителями происходит за счет энергосистемы, то рекомендуется использовать подход для определения сетевого коэффициента выбросов приведенный в приложении А. В случае прямых поставок электроэнергии потребителю рекомендуется использовать подход для определения коэффициента косвенных энергетических выбросов из приложения Б. Для базового сценария, предусматривающего получение электроэнергии от автономной углеродоемкой ЭС, работающей на ископаемом топливе, коэффициент базовых выбросов должен рассчитываться в соответствии с методическими указаниями из [9] (учитывается сжигание соответствующего вида топлива). Для энергосистемы малого масштаба отличной от описанной в варианте 1, коэффициент выбросов определяется как средневзвешенные выбросы для текущего состава генерации (см. приложение А).

Для проектной деятельности, которая замещает электроэнергию, потребляемую из электрической сети и от автономной углеродоемкой ЭС, работающей на ископаемом топливе, коэффициент базовых выбросов должен отражать интенсивность выбросов от энергосистемы и автономной углеродоемкой ЭС в базовом сценарии, т. е. средневзвешенный коэффициент выбросов для замещенной электроэнергии рассчитывается с использованием значений, основанных на исторических данных (за предыдущие три года) о потреблении электроэнергии от автономных ЭС и энергосистемы[1)]. Для новой ЭС («электростанции с нуля») следует использовать наиболее консервативный (наименьший) коэффициент выбросов для двух источников энергии.

5.3.3 Подход для определения количества полезной выработки электроэнергии, замещенной в результате реализации проектной деятельности

Расчет количества полезной выработки электроэнергии, замещенной в результате реализации проектной деятельности $EG_{BL,y}$ для проектных мероприятий, которые включают капитальный ремонт или модернизацию существующего объекта и/или увеличение мощности на существующем объекте или строительство новых ЭС, отличается.

[1)] Например, если в базовой линии 80 % годовой потребности в электроэнергии удовлетворялось за счет получения электроэнергии из сети, а остальная часть — за счет автономной генерации, то средневзвешенный коэффициент выбросов $EF_{electricity}$ составит 0,8 EF_{grid} + 0,2 $EF_{captive}$.

5.3.3.1 Для новой электростанции («электростанция с нуля»)

Если проектной деятельностью является строительство новой ЭС, то

$$EG_{BL,y} = EG_{BL,facility,y}, \quad (2)$$

где $EG_{BL,facility,y}$ — количество полезной выработки электроэнергии, поставляемой ЭС в рамках проектной деятельности в год y, МВт · ч.

5.3.3.2 Увеличение мощности солнечных, ветроэлектрических, волновых или приливных электростанций

В случае солнечных (со СНЭБ/ВСНЭ или без), ветроэлектрических (со СНЭБ/ВСНЭ или без), волновых или приливно-отливных ЭС предполагается, что добавление новых мощностей существенно не повлияет на электроэнергию, вырабатываемую существующими ЭС. В этом случае электроэнергия, вырабатываемая дополнительными ЭС или добавленными генерирующими установками, должна измеряться непосредственно и использоваться для определения $EG_{BL,y}$:

$$EG_{BL,y} = EG_{BL,Add,y}, \quad (3)$$

где $EG_{BL,Add,y}$ — количество полезной выработки электроэнергии, в год y поставляемой от ЭС/энергоблока, добавленной(ого) в рамках проектной деятельности, МВт · ч.

5.3.3.3 Увеличение мощности МГЭС или геотермальных электростанций

В случае МГЭС или геотермальных ЭС добавление новых ЭС/энергоблоков может существенно повлиять на выработку электроэнергии существующими ЭС. Например, новая гидротурбина, установленная на существующей плотине, может повлиять на выработку электроэнергии существующими турбинами. Поэтому для проектов по увеличению мощности МГЭС и ГеоТЭС используется подход, описанный ниже для проектов по капитальному ремонту, реконструкции или модернизации/техническому перевооружению. $EG_{facility,y}$ соответствует полезной выработке электроэнергии, поставляемой существующими ЭС и добавленными ЭС/энергоблоками, вместе составляющими «проектные электростанции/энергоблоки». В этом варианте отдельный учет электроэнергии, с добавленными ЭС/энергоблоками, не требуется.

5.3.3.4 Капитальный ремонт, реконструкция или модернизация/техническое перевооружение МГЭС, солнечных, ветровых, геотермальных, волновых и приливно-отливных установок

В случае капитального ремонта, реконструкции или модернизации/технического перевооружения МГЭС, солнечных (со СНЭБ/ВСНЭ или без), ветроэлектрических (со СНЭБ/ВСНЭ или без), геотермальных, волновых и приливно-отливных установок, где выработка электроэнергии может значительно варьироваться из года в год из-за естественных колебаний доступности возобновляемых источников (например, изменения количества осадков, скорости ветра или солнечной радиации), использование исторических данных за небольшой временной интервал для определения базового уровня выработки электроэнергии может быть сопряжено со значительной неопределенностью.

Устранение неопределенности выполняется путем корректировки исторической выработки электроэнергии на ее стандартное отклонение. Это гарантирует, что базовая выработка электроэнергии устанавливается консервативным образом и что рассчитанные сокращения выбросов относятся к проектной деятельности. Без корректировки рассчитанные сокращения выбросов могли бы в основном зависеть от естественной изменчивости, наблюдаемой в течение исторического периода, а не от последствий проектной деятельности. Таким образом, базовая выработка электроэнергии $EG_{BL,y}$, соответствующая нетто увеличению производства электроэнергии, в результате проектной деятельности, рассчитывается по формуле

$$EG_{BL,y} = \begin{cases} \max(EG_{BL,facility,y} - (EG_{historical} + \sigma_{historical}), 0) & \text{до } DATE_{BaselineOverhaul} \\ 0, & \text{после } DATE_{BaselineOverhaul} \end{cases}, \quad (4)$$

где $EG_{BL,facility,y}$ — количество полезной выработки электроэнергии, поставляемой проектными ЭС/энергоблоками (см. трактовку в 5.3.3.3) в год y, МВт · ч/год;

$EG_{historical}$ — среднегодовая историческая полезная выработка электроэнергии существующими ЭС/энергоблоками на ВИЭ, которые эксплуатировались на проектной площадке до осуществления проектной деятельности и определены в соответствии с процедурой представленной ниже, МВт · ч;

$\sigma_{historical}$ — стандартное отклонение среднегодового исторического объема полезной выработки электроэнергии, существующей ЭС/энергоблока на ВИЭ, которые эксплуатировались на проектной площадке до осуществления проектной деятельности, МВт · ч;

$DATE_{BaselineOverhaul}$ — момент времени, когда существующее оборудование потребуется заменить в отсутствие проектной деятельности, дата.

Этот параметр не применяется к проектам по реконструкции.

Определение $EG_{historical}$

Среднее значение исторических уровней полезной выработки электроэнергии, поставляемой существующим объектом, рассчитывается с использованием всех последних доступных данных за максимально возможный период с самого последнего доступного года (или месяца, недели или другого периода времени) до момента, когда объект был построен, модернизирован или капитально отремонтирован способом, который существенно повлиял на выработку электроэнергии (т. е. на 5 % или более).

Для определения $EG_{historical}$ разработчик проекта должен выбрать один из двух вариантов исторических периодов. Использование более длительного периода времени может привести к меньшему стандартному отклонению, а использование более короткого периода может позволить лучше отразить (технические) обстоятельства, наблюдавшиеся в последние годы:

а) три последних календарных года (в случае МГЭС — пять лет), предшествующих осуществлению проектной деятельности; или

б) временной интервал с календарного года, следующего за $DATE_{hist}$, вплоть до последнего календарного года, предшествующего реализации проекта, при условии, что этот промежуток времени включает по крайней мере три календарных года (в случае МГЭС — пять лет), где $DATE_{hist}$ — временной интервал между:

1) вводом в эксплуатацию ЭС/энергоблока;
2) если применимо: последним увеличением мощности ЭС/энергоблока; или
3) если применимо: последним капитальным ремонтом или реконструкцией ЭС/энергоблока.

В случае реконструкции, когда ЭС/энергоблок не эксплуатировались в течение последних трех (в случае МГЭС — пяти) календарных лет до начала восстановления, показатель $EG_{historical}$ равен нулю.

Определение $DATE_{BaselineOverhaul}$

Чтобы оценить момент времени, когда существующее оборудование потребуется заменить/дооснастить/отремонтировать в отсутствие проектной деятельности $DATE_{BaselineOverhaul}$, разработчик проекта может принять во внимание стандартный средний технический срок службы оборудования данного типа[1)], который должен быть определен и задокументирован в ПТД.

Момент времени, когда существующее оборудование потребуется заменить/дооснастить/отремонтировать в отсутствие проектной деятельности, следует выбирать консервативным образом, то есть, если определен диапазон, следует выбрать самую раннюю дату.

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 по 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.

[1)] Определяется в соответствующих нормативных правовых актах Российской Федерации или документации (паспортах) для каждого вида технического оборудования.

7 Требования дополнительности

7.1 Дополнительность может быть продемонстрирована с помощью положений приложения В[1)] с учетом особенностей, изложенным в настоящем разделе.

Существующие меры и государственные программы, актуальные для данной проектной деятельности, должны быть четко указаны в ПТД и включены в оценку дополнительности. Объекты ВИЭ, которые прошли конкурсный отбор и/или получили поддержку по программам ДПМ или иные меры и программы государственной поддержки объектов генерации на основе ВИЭ не соответствуют условиям дополнительности в рамках данной проектной деятельности, за исключением случаев, отвечающих требованиям 7.2.

В случае строительства новой ЭС («электростанция с нуля») или капитального ремонта существующей СЭС или ВЭС со СНЭБ/ВСНЭ для оценки экономической привлекательности проектной деятельности разработчик проекта должен использовать максимально возможный тариф, который он может получить, поставляя электроэнергию, и/или тарифы, установленные в соответствии с законодательством Российской Федерации[2)]. Только в исключительных случаях, когда разработчик проекта может обосновать предоставление данных о нагрузке/потреблении и структуре выработки электроэнергии в рамках проектной деятельности, могут применяться другие тарифы.

7.2 Упрощенная процедура демонстрации дополнительности

Проектная деятельность считается автоматически соответствующей критериям дополнительности, если одновременно удовлетворяются оба условия:

а) применяются исключительно следующие технологии:
   1) солнечная фотоэнергетика;
   2) ветроэнергетика;
   3) гидроэнергетика (только в части МГЭС, соответствующих области применения данной методики);
   4) приливная энергетика;
   5) геотермальная энергетика.

б) На момент подачи ПТД выполняется условие, что доля общей установленной мощности конкретной технологии в общей установленной мощности по производству электроэнергии в Российской Федерации[3)] равна или меньше 2 %.

Разработчику проекта необходимо предоставить прозрачные и задокументированные доказательства и обоснование, что приведенные условия выполнены и применимы к технологии проектной деятельности. При возникновении сомнений в представленных в ПТД доказательствах ОВВ имеет право дополнительно запросить, а разработчик проекта обязан предоставить все необходимые доказательства, в т. ч. расширенное обоснование дополнительности в соответствии с приложением В по обоснованию дополнительности проектной деятельности.

8 Требования к плану мониторинга

Необходимо контролировать 100 % данных, если иное не указано в приложении 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 средств измерений, соответствующих нормативным документам по обеспечению единства измерений[4)].

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

[2)] Установление цен (тарифов) и/или предельных уровней производится регулирующими органами в соответствии с целями и принципами государственного регулирования, предусмотренными [3] и нормативными правовыми актами, в т. ч. устанавливающими правила функционирования оптового и розничных рынков, например [13], [14], [15].

[3)] Структура общей установленной мощности представляет собой долевое распределение суммарной установленной мощности электростанций по их типам или по типам агрегатов.

[4)] См., например, [16], [17].

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

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.

Данные и параметры, отслеживаемые в результате проектной деятельности, приведены в приложении Г. При необходимости в течение зачетного периода разработчик проекта может повысить периодичность выпуска плана мониторинга по не регулярно отслеживаемым параметрам.

9 Проектный сценарий

Минимальные требования к определению проектных выбросов, 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.

Для большинства типов проектов по возобновляемой энергетике, кроме указанных ниже случаев, выбросы в случае реализации проектной деятельности *PEy* равны нулю.

Поскольку в части МГЭС методика рассматривает только проектную деятельность, осуществляемую в существующем водохранилище без изменения объема водохранилища или строительство новой МГЭС бесплотинного типа и затопления территории, выбросы при реализации проектной деятельности этих типов для МГЭС равны 0.

Выбросы от реализации проектной деятельности в год *y*, PE_y, т CO_2-экв/год, рассчитывают по формуле

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{GP,y} + PE_{СНЭБ/ВСНЭ,y}, \quad (5)$$

где $PE_{FF,y}$ — выбросы при реализации проектной деятельности от потребления ископаемого топлива в год *y*, т CO_2/год;

$PE_{GP,y}$ — выбросы при реализации проектной деятельности от ГеоТЭС в год *y*, т CO_2-экв/год;

$PE_{СНЭБ/ВСНЭ,y}$ — выбросы при реализации проектной деятельности от зарядки СНЭБ или электролиза воды на ВСНЭ с использованием электроэнергии из электросети или от резервных электрогенераторов на ископаемом топливе, т CO_2-экв/год.

9.1 Выбросы от сжигания ископаемого топлива $PE_{FF,y}$

Для проектной деятельности, в результате которой также используется ископаемое топливо для производства электроэнергии (установка имеет как возобновляемые, так и «невозобновляемые»[1)] компоненты системы), выбросы CO_2 от сжигания ископаемого топлива должны учитываться как выбросы при реализации проектной деятельности $PE_{FF,y}$.

Для всей проектной деятельности по производству электроэнергии из ВИЭ выбросами, связанными с использованием ископаемого топлива для аварийного электроснабжения, можно пренебречь.

Если проектной документацией с учетом специфики объекта генерации предусмотрено в дополнение к или вместо применения СНЭБ/ВСНЭ использование резервного электрогенератора, работающего на ископаемом топливе, необходимо учитывать соответствующие выбросы от сжигания ископаемого топлива таким резервным электрогенератором, такие как выбросы при реализации проектной деятельности $PE_{FF,y}$.

Расчет выбросов CO_2 от сжигания ископаемого топлива на месте реализации проекта $PE_{FF,y}$ должен производиться в соответствии с методическими указаниями, изложенными в [9].

Разработчик проекта должен учесть проектные выбросы, связанные с зарядкой СНЭБ или электролизом воды на ВСНЭ с помощью резервных генераторов, и рассчитать их, используя подход, изложенный в 9.3.

[1)] Генерация электроэнергии на «невозобновляемых» компонентах системы происходит за счет сжигания ископаемого топлива.

9.2 Выбросы от геотермальных электростанций $PE_{GP,y}$

Данный подраздел применим ко всем типам ГеоТЭС и опирается на учет выбросов по всей технологической цепочке в соответствии с проектной документацией[1)].

При осуществлении проектов с ГеоТЭС разработчик проекта должен принимать во внимание физико-химические характеристики используемого геотермального теплоносителя и учитывать возможные выбросы содержащихся в таком теплоносителе ПГ на всех технологических переделах от скважины до турбин согласно технологической схеме, определенной проектной документацией, а также для ГеоТЭС бинарного цикла[2)], учитывать возможные утечки теплоносителя второго контура, если такой теплоноситель второго контура относится к ПГ.

Неконденсирующиеся газы геотермальных теплоносителей состоят в основном из CO_2 и H_2S. Они также содержат небольшое количество углеводородов, среди которых преобладает CH_4. В проектах с ГеоТЭС с сухим газом и на парогидротермах[3)] неконденсирующиеся газы поступают вместе с паром в ЭС. Небольшая часть CO_2 преобразуется в карбонат/бикарбонат в контуре охлаждающей воды. Кроме того, часть неконденсирующихся газов повторно закачивается в геотермальный резервуар.

В качестве консервативного подхода данная методика допускает (если не проведены соответствующие детальные расчеты исходя из физико-химических характеристик геотермального теплоносителя, подаваемого на турбину пара, применяемых на проектной ГеоТЭС технологических решений согласно проектной документации), что все неконденсирующиеся газы, поступающие на ЭС при использовании геотермальных технологий с сухим или влажным паром, сбрасываются в атмосферу. Летучие выбросы CO_2 и CH_4 в результате тестирования и продувки скважин не учитываются, так как они незначительны.

$PE_{GP,y}$ рассчитывается в соответствии с проектной документацией применительно к особенностям применяемой на проектной ГеоТЭС технологической схемы производства электроэнергии и физико-химических характеристик используемого геотермального теплоносителя.

Применительно к ГеоТЭС с сухим паром, на парогидротермах и с бинарным циклом расчетные формулы приведены ниже.

Выбросы при реализации проектной деятельности от ГеоТЭС с сухим паром или на парогидротермах в результате выброса неконденсирующихся газов рассчитываются по формуле

$$PE_{dry\ or\ flash\ steam,y} = (w_{steam,CO_2,y} + w_{steam,CH_4,y} \cdot GWP_{CH_4}) \cdot M_{steam,y}, \quad (6)$$

где $w_{steam,CO_2,y}$ — средняя массовая доля CO_2 в произведенном паре в год y, т CO_2/т пара;

$w_{steam,CH_4,y}$ — средняя массовая доля CH_4 в произведенном паре в год y, т CH_4/т пара;

GWP_{CH_4} — потенциал глобального потепления CH_4, действительный для соответствующего периода[4)], т CO_2-экв/т CH_4;

$M_{steam,y}$ — количество пара, произведенного в год y, т пара/год.

Выбросы при реализации проектной деятельности от ГеоТЭС бинарного цикла вследствие физической утечки неконденсирующихся газов и рабочей жидкости $PE_{binary,y}$ рассчитываются по формуле

$$PE_{binary,y} = PE_{steam,y} + PE_{working\ fluid,y}, \quad (7)$$

где $PE_{steam,y}$ — выбросы при реализации проектной деятельности от эксплуатации ГеоТЭС бинарного цикла вследствие физической утечки неконденсирующихся газов в год y, т CO_2-экв/год. Если разница между притоком и оттоком пара на ЭС составляет менее 1 %, то разработчики проекта не обязаны учитывать эти выбросы;

[1)] В данном случае применимо следующее определение. Проектная документация — это документация, содержащая материалы в текстовой форме и в виде карт (схем) и определяющие архитектурные, функционально-технологические, конструктивные и инженерно-технические решения для обеспечения строительства, реконструкции объектов капитального строительства, их частей, капитального ремонта [18].

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

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

[4)] Потенциал глобального потепления фиксируется разработчиком проекта на основании действующих на момент разработки проектной документации нормативных актов Российской Федерации.

$PE_{working\ fluid,y}$ — выбросы при реализации проектной деятельности от эксплуатации ГеоТЭС бинарного цикла вследствие физической утечки рабочей жидкости, содержащейся в теплообменниках, в год y, т CO_2-экв/год.

$PE_{steam,y}$ рассчитывают по формуле

$$PE_{steam,y} = (M_{inflow,y} - M_{outflow,y}) \cdot (w_{steam,CO_2,y} + w_{steam,CH_4,y} \cdot GWP_{CH_4}), \quad (8)$$

где $M_{inflow,y}$ — количество пара, поступающего в геотермальную установку в год y, т пара/год;

$M_{outflow,y}$ — количество пара, выходящего из геотермальной установки в год y, т пара/год;

$w_{steam,CO_2,y}$ — средняя массовая доля CO_2 в произведенном паре в год y, т CO_2/т пара;

$w_{steam,CH_4,y}$ — средняя массовая доля CH_4 в произведенном паре в год y, т CH_4/т пара;

GWP_{CH_4} — потенциал глобального потепления CH_4, действительный для соответствующего периода[36], т CO_2-экв/тCH_4.

$PE_{working\ fluid,y}$ рассчитывают по формуле

$$PE_{working\ fluid,y} = M_{working\ fluid,y} \cdot GWP_{working\ fluid}, \quad (9)$$

где $M_{working\ fluid,y}$ — количество прокачанной рабочей жидкости в год y, т рабочей жидкости/год;

$GWP_{working\ fluid}$ — потенциал глобального потепления для рабочей жидкости, используемой в ГеоТЭС бинарного цикла.

9.3 Выбросы от зарядки батарейной системы накопления энергии или электролиза воды водородной системы накопления энергии с использованием электроэнергии из электрической сети или от резервного электрогенератора на ископаемом топливе $PE_{СНЭБ/ВСНЭ,y}$

В нормальных условиях СНЭБ должны заряжаться электроэнергией или ВСНЭ должны вырабатывать водород методом электролиза воды с использованием электроэнергии соответствующей ЭС на ВИЭ. В исключительных случаях (аварийных) СНЭБ может заряжаться или ВСНЭ вырабатывать водород, используя электроэнергию от электросети или от резервного электрогенератора, работающего на ископаемом топливе $EG_{СНЭБ/ВСНЭ,y}$.

Если СНЭБ заряжается или получение водорода на ВСНЭ происходит с использованием электроэнергии из электросети, соответствующий коэффициент для расчета $EG_{СНЭБ/ВСНЭ,y}$ может быть рассчитан по рекомендациям из приложения А.

В случае зарядки СНЭБ или получения водорода на ВСНЭ за счет выработки электроэнергии резервным электрогенератором, работающим на ископаемом топливе, соответствующие проектные выбросы $EG_{СНЭБ/ВСНЭ,y}$ рассчитываются в соответствии с методическими указаниями, изложенными в [9] с учетом объема сожженного вида топлива.

В соответствии с разделом 4 зарядка СНЭБ или выработка водорода на ВСНЭ от электросети или от резервного электрогенератора на ископаемом топливе не должна составлять более 2 % от объема производства электроэнергии на проектной ЭС на ВИЭ в течение периода мониторинга.

9.4 Сокращение выбросов

Сокращение выбросов в год y, ER_y, т CO_2-экв/год, рассчитывается по формуле

$$ER_y = BE_y - PE_y - L_y, \quad (10)$$

где BE_y — базовые выбросы в год y, т CO_2/год;

PE_y — выбросы при реализации проектной деятельности в год y, т CO_2-экв/год;

L_y — утечки выбросов в год y, т CO_2/год.

Полученные сокращения выбросов необходимо дополнительно уменьшить на объем выбросов, соответствующий выработанной ВИЭ-объектом (включенным в границы проектной деятельности) электроэнергии, на которую были получены зеленые сертификаты или иные инструменты продвижения ВИЭ. Разработчик проекта должен четко описать в ПТД используемые в границах проекта инструменты, указать механизмы исключения их из расчета сокращения выбросов от проектной деятельности и предотвращения двойного учета.

9.5 Управление рисками

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

- 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 временного периода, необходимого для реализации каждой меры, которая снижает или предотвращает возникновение риска.

Рекомендуемая для заполнения таблица, отражающая результат принятых мер по управлению рисками, приведена в приложении Д.

10 Оценка выбросов от утечек проектной деятельности

Согласно [6] [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 проекта[1)] существуют, то их необходимо оценить.

Для данного типа проектов разработчику не требуется рассматривать другие источники выбросов как утечки: т. е. выбросы, потенциально возникающие в результате таких видов деятельности, как строительство ЭС и выбросы от использования ископаемого топлива (например, при добыче, переработке, транспортировке и т. д.), не учитываются.

В то же время если разработчик проекта с высокой степенью вероятности предполагает или знает о возможных утечках вследствие проектной деятельности, он должен самостоятельно определить наиболее подходящие методы, которые будут применяться для оценки утечек, задокументировать и обосновать применяемые алгоритмы для ОВВ, включая подходы, применяемые на международном уровне.

Возможные виды утечек:

- утечка из-за передачи оборудования. Если проектная деятельность предусматривает замену оборудования, необходимо обосновать и задокументировать отсутствие утечки вследствие возможного повторного использования замененного оборудования в другой деятельности. Утилизация замененного оборудования должна быть документально подтверждена;
- утечка от сжигания ископаемого топлива за границами проекта. Данный вид утечек может возникнуть в ситуации, когда ископаемое топливо в базовом сценарии вытесняется возобновляемой энергией в рамках проектной деятельности, в т. ч. происходит недоучет влияния проектной деятельности, в результате чего провоцируется увеличение выработки электроэнергии на других углеродоемких установках за границами проекта.

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

11 Минимизация риска непостоянства

Не применяется к рассматриваемой проектной деятельности.

[1)] Утечка проектной деятельности — это 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).

12 Методы предотвращения двойного учета, негативных воздействий на окружающую среду и общество

Климатический проект должен демонстрировать соответствие всем требованиям законодательства в той юрисдикции, где он расположен (включая, помимо прочего, рекомендательный список методик). Разработчику проекта необходимо минимизировать риск того, что его проект может привести к негативным последствиям для местных сообществ, биоразнообразия и окружающей среды. Проект не должен приводить к увеличению загрязнения атмосферы, почвы, поверхностных и грунтовых вод, а также к конфликтам между сообществами, проблемам землевладения, принудительному выселению, нарушениям прав человека или ухудшению качества жизни из-за ограничения доступа к каким-либо территориям.

Разработчик проекта должен подтвердить, что проект не связан и не является частью значительного преобразования или деградации критически важных естественных местообитаний, в т. ч. тех, которые:

- имеют статус ООПТ;
- предложены включения в список ООПТ;
- признаны авторитетными источниками территориями природоохранной ценностью;
- признаны охраняемыми традиционными местными общинами.

Проектная деятельность также не должна приводить к истощению естественных экосистем, ухудшению экосистемных функций местных биомов и пресноводных экосистем. Разработчику проекта необходимо показать отсутствие воздействия на гидрологическую сеть или иное влияние на гидрологический режим прилегающих территорий. В противном случае проектная деятельность не считается климатическим проектом и не подлежит углеродному кредитованию.

При подготовке и реализации климатического проекта разработчику проекта рекомендуется учитывать цели устойчивого развития в соответствии с ГОСТ Р ИСО 14080.

Разработчику проекта необходимо задокументировать в ПТД и предоставить для ОВВ информацию о существовании риска того, что его проект может привести к негативным последствиям. Для данного типа проектов необходимо также учесть негативное воздействие проекта на окружающую среду от деятельности по демонтажу, переработки и утилизации установленного оборудования после завершения реализации проекта.

Проектная документация должна включать в себя описание процедур исключения возможности двойного учета сокращения выбросов ПГ, потенциально достигаемых в результате проектной деятельности, закрепленных в договорных соглашениях. Исполнитель должен продемонстрировать, что достигнутые в ходе реализации проекта сокращения выбросов не учитываются в качестве сокращения выбросов где-либо еще (например, в системах выпуска сертификатов зеленой энергии). План мониторинга должен включать параметры, которые фиксируют объем электроэнергии, переданный за отчетный период через сертификаты низкоуглеродной электроэнергии.

Разработчику проекта необходимо избегать 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 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.

С целью недопущения двойного учета результаты проектов, зарегистрированные в национальном реестре, не могут быть повторно зарегистрированы в других реестрах. ОВВ рекомендуется во время процедуры валидации климатического проекта исключить двойной учет одного и того же проекта в Национальном реестре, с учетом поданных заявок от разных юридических лиц, а также впоследствии (стадия реализации климатического проекта) отслеживать количество выписанных углеродных единиц с целью недопущения двойной выписки углеродных единиц за одно и то же сокращение (предотвращение) выбросов ПГ.

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 оценке ОВВ для определения необходимых обновлений исходных условий, дополнительности и количественной оценки сокращений выбросов.

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

Разработчик проекта должен обновить разделы ПТД, относящиеся к базовой линии, расчетным сокращениям выбросов и плану мониторинга, используя утвержденную 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 не требует 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 упрощенной процедуры демонстрации дополнительности или приложением В в случае неприменимости критериев упрощенной процедуры данной методики на дату начала нового зачетного периода.

Если был выполнен пересмотр или обновление базовой линии зарегистрированной деятельности по проекту, разработчик проекта должен обосновать ОВВ необходимость отклонения от утвержденной методики с целью продления зачетного периода.

Оценка достоверности исходной/текущей базовой линии и обновление базовой линии при продлении зачетного периода. Поэтапная процедура оценки сохранения 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 Е).

Приложение А
(справочное)

Рекомендуемый подход для определения коэффициента выбросов от энергосистемы (сетевого коэффициента выбросов)

А.1 В настоящее время в Российской Федерации отсутствуют официально утвержденные сетевые коэффициенты выбросов ПГ. Разработанное для методик климатических проектов данное приложение дает рекомендуемый подход для определения сетевого коэффициента выбросов и является одним из вариантов возможного решения данной проблемы. Разработчик проекта в праве самостоятельно определить иной наиболее актуальный подход и источники информации, если они для него доступны.

А.2 При наличии исходных данных, требуемых для расчета сетевого коэффициента выбросов, используемого в базовом и проектном сценариях, разработчик климатического проекта в праве рассчитать его самостоятельно (предпочтительный вариант). Для этого рекомендуется использовать [12] и принципы учета косвенных энергетических выбросов, заложенные в ГОСТ Р ИСО 14064-1.

Для определения сетевого коэффициента используется региональный метод количественного определения косвенных энергетических выбросов, который отражает среднюю интенсивность выбросов ПГ на объектах, генерирующих электрическую энергию (в границах проектной деятельности) [12].

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

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

В случае поступления в сеть энергии от объектов когенерации, необходимо использовать подходы разделения различных форм энергии[2)].

А.3 Объединение участников оптового энергорынка и компания, обеспечивающая организацию оптовой и розничной торговли электрической энергией, разработали концепцию расчета и публикации коэффициентов выбросов ПГ энергосистемы Российской Федерации[3)]. По результатам экспертной оценки независимыми международными аудиторами выдано свидетельство о заверении и получено заключение о валидации[4)].

В настоящее время на сайте[5)] размещается информация о коэффициенте выбросов ПГ энергосистемы Российской Федерации. В отсутствие возможности самостоятельного расчета сетевого коэффициента выбросов, разработчик проекта может ориентироваться на информацию данного ресурса (менее предпочтительный вариант).

А.4 По расчетам IEA (Международное энергетическое агентство), коэффициент выбросов энергосистемы в Российской Федерации составляет 350 г/кВт · ч[6)]. Коэффициент отражает среднюю углеродоемкость генерации электроэнергии и тепла для Российской Федерации. Использование данного ресурса разработчиком проекта является наименее предпочтительным из всех вариантов.

А.5 Методы и подходы, применяемые разработчиком проекта к определению сетевого коэффициента следует задокументировать и указать в ПТД. Необходимо обосновать выбранную методику расчета, раскрыть информацию об источнике используемых исходных данных, прозрачно и точно задокументировать собственную процедуру расчета сетевого коэффициента или описать свойства выбранного и применяемого сетевого коэффициента.

---

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

2) Например, расчет удельных расходов условного топлива согласно [19].

3) Концепция расчета и публикации коэффициентов выбросов ПГ энергосистемы Российской Федерации URL: gost.e-ecolog.ru

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

5) Информация о коэффициенте выбросов ПГ энергосистемы Российской Федерации. URL: gost.e-ecolog.ru atsenergo.ru/results/co2map.

6) URL: gost.e-ecolog.ru

Приложение Б
(справочное)

Рекомендуемый подход для определения коэффициента косвенных энергетических выбросов в случае прямых поставок электроэнергии

Определение коэффициента косвенных энергетических выбросов в случае прямых поставок электроэнергии осуществляется рыночным методом [12].

Рыночный метод используется при потреблении электрической энергии, полученной по двусторонним договорам купли-продажи электрической энергии, заключенным в соответствии с правилами оптового рынка электрической энергии и мощности и основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии [3]. Рыночные коэффициенты косвенных энергетических выбросов содержатся в договорах купли-продажи, в договорах, заключенных на розничных рынках электрической энергии, либо в сертификатах, подтверждающих объем производства электрической энергии на функционирующих на основе использования ВИЭ квалифицированных генерирующих объектах, сведения о которых внесены в реестр [19], либо рассчитываются на основе объемов электрической энергии, полученных от конкретных внешних генерирующих объектов в соответствии с условиями договоров купли-продажи, договоров розничных рынков или сертификатов за отчетный период. Методические указания для расчета изложены в [12].

Если поставщиком электроэнергии по договорам купли-продажи, договорам розничных рынков или сертификатам является организация, имеющая несколько генерирующих объектов[1)], рыночный коэффициент определяется только для генерирующего объекта (или генерирующих объектов), от которого (или которых) потребитель получил электрическую энергию.

Если в рамках проектной деятельности дополнительно потребляется электрическая энергия, информация о которой не была заявлена договорами купли-продажи, договорами розничных рынков или сертификатами [незаявленный остаток электроэнергии, т. е. объем электроэнергии, потребленный сверх установленного договором(и) и/или сертификатом(ми)], то в этом случае объем незаявленного остатка электрической энергии определяется на основе данных о получении электрической энергии от внешних генерирующих объектов, расположенных в региональной энергосистеме. Таким образом, косвенные энергетические выбросы от потребления электроэнергии, полученной по договорам и/или сертификатам, рассчитываются на основе подхода для определения коэффициента косвенных энергетических выбросов в случае прямых поставок электроэнергии (рыночный метод), а косвенные выбросы от потребления незаявленного остатка электроэнергии — с использованием подхода для определения сетевого коэффициента выбросов (региональный метод, см. приложение А).

На территории Российской Федерации функционируют генерирующие объекты, не имеющие электрической связи с Единой энергетической системой Российской Федерации ТИТЭС[2)]. На таких территориях определение косвенных энергетических выбросов должно осуществляться исходя из индивидуальных коэффициентов выбросов всех генерирующих объектов, включенных в изолированную энергосистему (см. [12]).

Разработчику проекта необходимо убедиться в соответствии применяемых им подходов и используемых данных общим требованиям и руководству по учету данных об импортированной электроэнергии, потребленной при реализации проектной деятельности, изложенным в ГОСТ Р ИСО 14064-1—2021 (приложение Е).

Разработчику проекта необходимо указать в ПТД источники и исходные данные, используемые при расчете, применяемую методику расчета, методы разделения различных форм энергии (например, в случае систем когенерации, если применимо), прозрачно и точно задокументировать собственную процедуру расчета рыночного коэффициента косвенных энергетических выбросов.

---

1) Например, ГЭС и ТЭС.

2) ТИТЭС — электроэнергетическая система, находящаяся на территории, определяемой Правительством Российской Федерации, технологическое соединение которой с Единой энергетической системой Российской Федерации отсутствует (см. ГОСТ Р 57114).

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

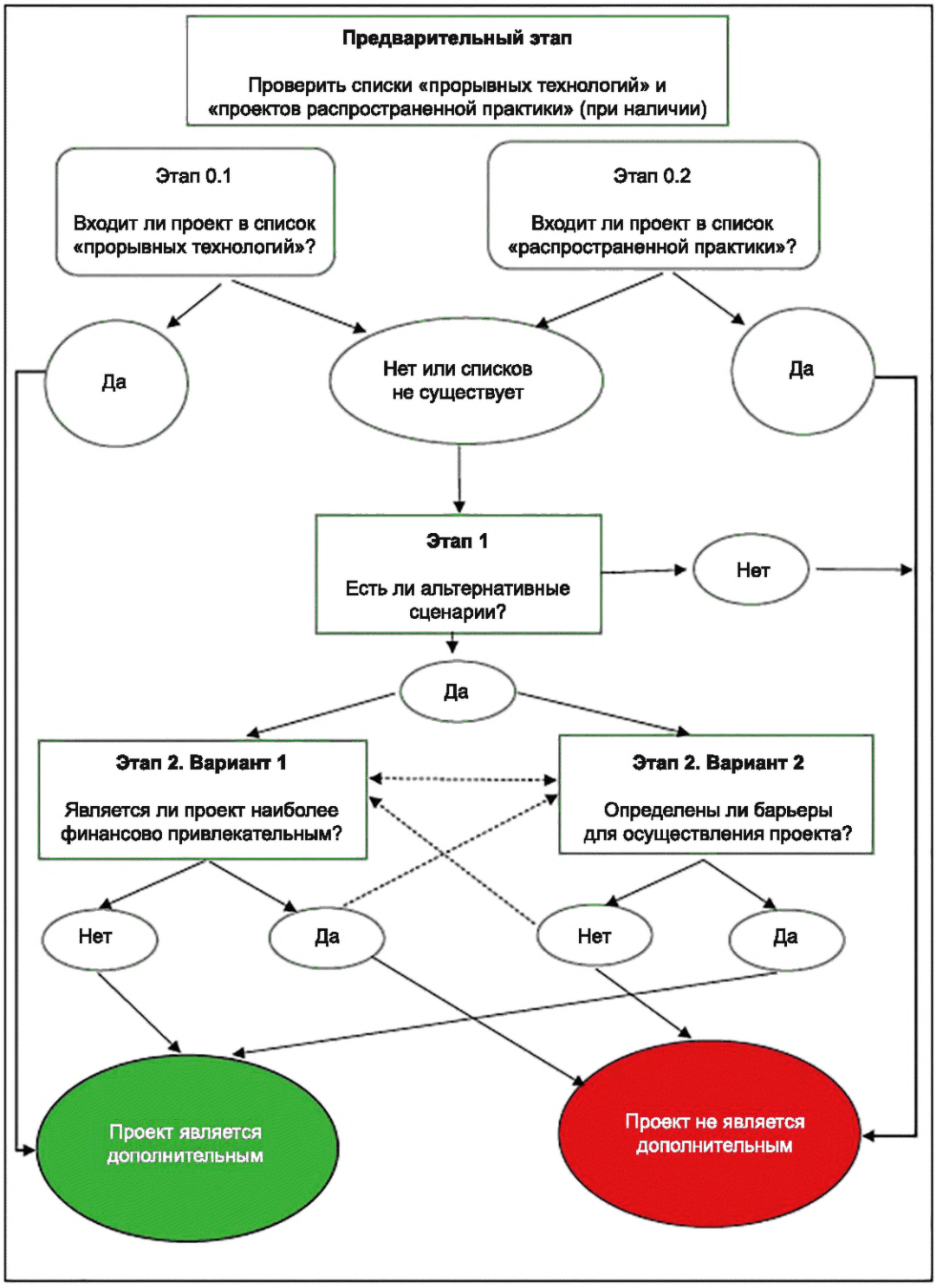

Рисунок В.1 — Схема принятия решения по выбору подхода для подтверждения дополнительности

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 разработчиками 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,
      - 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 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 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.

[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.

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.

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 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 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.

[1)] Под результатом деятельности подразумеваются 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.

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.

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 (финансовый бенчмарк)[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 должен 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 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.

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

[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.

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.

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 которые не препятствуют осуществлению хотя бы одной альтернативы, проектная деятельность не будет считаться 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:

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 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)

Показатели и параметры мониторинга

Показатели и параметры, приведенные ниже, разработчик проекта включает в перечень обязательно контролируемых на протяжении реализации климатического проекта показателей и параметров (см. таблицу Г.1). Все данные, собранные в рамках мониторинга, должны архивироваться в электронном виде и храниться не менее двух лет после окончания последнего зачетного периода. Все измерения должны проводиться с помощью откалиброванного измерительного оборудования в соответствии с утвержденными регламентирующими документами. Все показатели и параметры, если они не являются фиксируемыми предварительно[1)], разработчику проекта необходимо учитывать в рамках плана мониторинга и отразить в ПТД, если в приведенной ниже таблице не указано иное.

Таблица Г.1 — Контролируемые в рамках плана мониторинга показатели и параметры

Данные/ параметр	Единица данных	Наименование	Источник данных	Порядок измерений	Периодичность мониторинга	Процедуры обеспечения и контроля качества	Комментарий
$EF_{CO_2,y}$	т CO_2 /МВт·ч	Коэффициент выбросов CO_2 от электросети, энергосистемы малого масштаба/ энергетических выбросов в случае прямых поставок электроэнергии в год *y*	Значения, предоставляемые поставщиком топлива в счетах-фактурах, являются предпочтительным источником	В соответствии с указаниями в разделе 5 и приложениях А и Б	Ежемесячно или в соответствии с графиком закупки электроэнергии	—	См. методические указания, изложенные в [12]
—	т CO_2 /МДж	Коэффициент выбросов CO_2 для ископаемого топлива типа *i*	Значения, предоставляемые поставщиком топлива в счетах-фактурах, являются предпочтительным источником. В отсутствие таких данных необходимо использовать измерения, проведенные разработчиком проекта	Измерения следует проводить в соответствии с национальными или международными топливными стандартами	Ежемесячно или в соответствии с графиком закупки топлива	—	См. методические указания, изложенные в [9]

[1)] Фиксируемыми предварительно показателями и параметрами считаются такие данные, которые не изменяются на протяжении реализации климатического проекта, поэтому считаются не подлежащими мониторингу. Подобные данные фиксируются в ПТД на этапе валидации климатического проекта и остаются неизменными весь зачетный период. Фиксируемыми предварительно показателями и параметрами могут быть данные, используемые для расчета выбросов как базовой, так и проектной линии. В рамках данной методики такими параметрами могут быть GWP_{CH_4}, $GWP_{working\ fluid}$, процентная доля от общей установленной мощности конкретной технологии и т. д. в зависимости от условий конкретного климатического проекта.

Продолжение таблицы Г.1

Данные/ параметр	Единица данных	Наименование	Источник данных	Порядок измерений	Периодичность мониторинга	Процедуры обеспечения и контроля качества	Комментарий
—	МДж на единицу объема или единицу массы	Низшая теплотворная способность ископаемого топлива типа *i*	Значения, предоставляемые поставщиком топлива в счетах-фактурах, являются предпочтительным источником. В отсутствие таких данных необходимо использовать измерения, проведенные разработчиком проекта	Измерения следует проводить в соответствии с национальными или международными топливными стандартами	Ежемесячно или в соответствии с графиком закупки топлива	Проверить, находятся ли значения в пределах диапазона неопределенности значений по умолчанию МГЭИК, как указано в [11] (том 2, таблица 1.2)	См. методические указания, изложенные в [9]
—	Единица массы или объема/г	Количество ископаемого топлива, потребленного в год *y*	Значения, предоставляемые поставщиком топлива в счетах-фактурах, являются предпочтительным источником. В отсутствие таких данных необходимо использовать измерения, проведенные разработчиком проекта	Измерения следует проводить в соответствии с национальными или международными топливными стандартами	Ежемесячно или в соответствии с графиком закупки топлива	Проверять соответствие контролируемых параметров на соответствие предыдущим записям интервалов контроля. Согласованность измеренных объемов потребления топлива должна быть перепроверена с помощью годового энергетического баланса, который основан на закупленных количествах и изменениях запасов	—
$EG_{BL,y}$	МВт · ч/год	Количество электроэнергии (нетто), замещенное в год *y*	Счетчик(и) электроэнергии	Измерения следует проводить в соответствии с национальными или международными топливными стандартами. Рекомендуется контролировать измерения параметра с помощью двунаправленного счетчика энергии. Используйте счетчики электроэнергии, установленные на границе с электросетью, для разделения экспорта электроэнергии в сеть и для поставки автономным потребителям электроэнергии. Счетчики устанавливаются на «входе» у потребителя электроэнергии	Непрерывный мониторинг, измерения каждый час, минимум ежемесячные записи	—	—

Продолжение таблицы Г.1

Данные/ параметр	Единица данных	Наименование	Источник данных	Порядок измерений	Периодичность мониторинга	Процедуры обеспечения и контроля качества	Комментарий
$EG_{BL,facility,y}$	МВт · ч	Количество полезной выработки электроэнергии, поставляемой проектной станцией/ энергоблоком в сеть в год *y*	Счетчик(и) электроэнергии	Измерения следует проводить в соответствии с национальными или международными топливными стандартами. Рекомендуется контролировать измерения параметра с помощью двунаправленного счетчика энергии, или рассчитывать его как разницу между: количеством электроэнергии, поставляемой проектной станцией/ установкой в сеть и количеством электроэнергии, получаемой проектной станцией/установкой из сети. В случае если параметр рассчитан, то должны быть выполнены следующие измерения: количество электроэнергии, поставляемой проектной станцией/ установкой в сеть; и количество электроэнергии, поставляемой на проектную станцию/установку из сети	Непрерывный мониторинг, измерения каждый час, минимум ежемесячные записи	—	—
$EG_{BL,add,y}$	МВт · ч	Количество полезной выработки электроэнергии, поставленной в сеть в год *y* проектной станцией/ энергоблоком, добавленным в рамках проектной деятельности	Счетчик(и) электроэнергии	Измерения следует проводить в соответствии с национальными или международными топливными стандартами. Если применимо, результаты измерений должны быть сверены с документами о проданной/купленной электроэнергии. Рекомендуется контролировать измерения параметра с помощью двунаправленного счетчика	Непрерывный мониторинг, измерения каждый час, минимум ежемесячные записи	—	Применяется для ветровых, солнечных, волновых, приливных станций/ энергоблоков

Продолжение таблицы Г.1

Данные/ параметр	Единица данных	Наименование	Источник данных	Порядок измерений	Периодичность мониторинга	Процедуры обеспечения и контроля качества	Комментарий
				энергии или рассчитывать его как разницу между: количеством электроэнергии, поставляемой проектной станцией/установкой в сеть, и количеством электроэнергии, получаемой проектной станцией/установкой из сети. В случае если параметр рассчитан, то должны быть выполнены следующие измерения: количество электроэнергии, поставляемой проектной станцией/установкой в сеть; и количество электроэнергии, поставляемой на проектную станцию/установку из сети			
$\sigma_{historical}$	МВт · ч	Стандартное отклонение среднегодового исторического объема полезной выработки электроэнергии, поставляемой в сеть существующей ЭС на ВИЭ, которая эксплуатировалась на проектной площадке до осуществления проектной деятельности	Рассчитывается на основе данных о среднегодовой исторической полезной выработке электроэнергии существующей ЭС на ВИЭ, которая эксплуатировалась на проектной площадке до осуществления проектной деятельности	Расчетный параметр на основе данных $EG_{historical}$. Параметр рассчитывается как стандартное отклонение (для проектной деятельности по капитальному ремонту, реконструкции или модернизации/техническому перевооружению)	—	—	—

Продолжение таблицы Г.1

Данные/ параметр	Единица данных	Наименование	Источник данных	Порядок измерений	Периодичность мониторинга	Процедуры обеспечения и контроля качества	Комментарий
$w_{steam,CO_2,y}$	т CO_2 /т пара	Средняя массовая доля углекислого газа в произведенном паре в год *y*	Измерения на месте реализации проектной деятельности	Отбор проб неконденсирующихся газов должен проводиться в эксплуатационных скважинах и/или на границе парового поля и ЭС с использованием стандартной практики [20] или национальных стандартов. Процедура отбора и анализа проб CO_2 и CH_4 заключается в отборе проб неконденсирующихся газов из главного паропровода с помощью стеклянных колб, заполненных раствором гидроксида натрия и дополнительными химическими веществами для предотвращения окисления. H_2S и CO_2 растворяются в растворителе, а остаточные соединения остаются в газообразной фазе. Затем газовая часть анализируется с помощью газовой хроматографии для определения содержания остатков, включая CH_4. Все концентрации алканов представлены в пересчете на метан	Не реже одного раза в три месяца или чаще, если необходимо	—	Применимо к проектам по геотермальной энергетике
$w_{steam,CH_4,y}$	т CH_4/т пара	Средняя массовая доля метана в произведенном паре в год *y*	Измерения на месте реализации проектной деятельности	В соответствии с процедурами, описанными для $w_{steam,CO_2,y}$	В соответствии с процедурами, описанными для $w_{steam,CO_2,y}$	—	Применимо к проектам по геотермальной энергетике

Продолжение таблицы Г.1

Данные/ параметр	Единица данных	Наименование	Источник данных	Порядок измерений	Периодичность мониторинга	Процедуры обеспечения и контроля качества	Комментарий
$M_{steam,y}$	т пара/год	Количество пара, произведенного в год *y*	Измерения на месте реализации проектной деятельности	Количество пара, выходящего из геотермальных скважин, должно быть измерено с помощью расходомера Вентури (или другого оборудования, по крайней мере, с такой же точностью). Для определения свойств пара необходимо измерение температуры и давления перед расходомером Вентури. Расчет количества пара должен проводиться на постоянной основе и основываться на национальных или международных стандартах. Результаты измерений должны быть прозрачно обобщены в регулярных производственных отчетах	Ежедневно	—	Применимо к проектам по геотермальной энергетике
$M_{inflow,y}$	т пара/год	Количество пара, поступающего в геотермальную установку в год *y*	Измерения на месте реализации проектной деятельности	В соответствии с процедурами, описанными для $M_{steam,y}$	Непрерывно	Расходомер должен быть откалиброван в соответствии с национальными, международными инструкциями или инструкциями производителя. Записанные данные должны ежедневно сохраняться в базе данных с резервным копированием	—

Окончание таблицы Г.1

Данные/ параметр	Единица данных	Наименование	Источник данных	Порядок измерений	Периодичность мониторинга	Процедуры обеспечения и контроля качества	Комментарий
$M_{outflow,y}$	т пара/год	Количество пара, выходящего из геотермальной установки в год *y*	Измерения на месте реализации проектной деятельности	В соответствии с процедурами, описанными для $M_{steam,y}$	Непрерывно	В соответствии с процедурами, описанными для $M_{inflow,y}$	—
$M_{working\ fluid,y}$	т рабочей жидкости/год	Количество рабочей жидкости, вытекшей в год *y*	Измерения на месте реализации проектной деятельности	Измеряется по журналам регистрации и отчетам о техническом обслуживании установки	Ежегодно	Измеряется по количеству рабочего потока жидкости в бинарную систему геотермальной установки. Перекрестная проверка со счетами-фактурами	—
Объем электроэнергии, проданной по зеленым сертификатам	МВт · ч/год	Объем электроэнергии, проданной в рамках сделок на покупку зеленых сертификатов	Документ, подтверждающий проведение сделки купли/продажи зеленого(ых) сертификата(ов)	Определяется суммированием проданного по зеленым сертификатам объемы электроэнергии, выпущенных в специальных реестрах, в соответствии с [3]	Ежегодно	Выполняется дополнительная проверка данных, размещенных в национальной системе сертификации низкоуглеродной электроэнергии	Относится исключительно к объектам ВИЭ-генерации, включенным в границы проектной деятельности

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

Приложение Е
(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.

Е.1 Оценка обоснованности текущей базовой линии для следующего зачетного периода

Оценка обоснованности текущей базовой линии для следующего зачетного периода включает:

а) оценку 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, тогда текущая базовая линия должна быть обновлена для последующего зачетного периода;

б) оценку влияния обстоятельств.

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

в) оценку 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 разработчик 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) оценку 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 не действительны, 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 Е.2.

Е.2 Обновление текущей базовой линии, данных и параметров

Данный этап применим только в том случае, если любое из перечислений а) — в) и/или г) (пункт Е.1) показал, 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 Е.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 не действительны, разработчик проекта должен обновить все такие применяемые и используемые данные и параметры.

Библиография

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

[2] Приказ Министерства экономического развития Российской Федерации 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] РД 153-34.3-20.409—99 Руководящие указания об определении понятий и отнесении видов работ и мероприятий в электрических сетях отрасли «Электроэнергетика» к новому строительству, расширению, реконструкции и техническому перевооружению

[5] Методика AMS-I.F.: Renewable electricity generation for captive use and mini-grid. Version 5.0. CDM Methodology

[6] Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 25 октября 2017 г. № 1013 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики»

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

[8] Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 27 мая 202 г. № 371 «Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов»

[9] Распоряжение Министерства природных ресурсов и экологии 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»

[10] МГЭИК 2006 Рекомендации для Национальных реестров парниковых газов Межправительственной группы экспертов по изменению климата, 2006 г./Под редакцией С. Иггл-стона, Л. Буэндиа, К. Мива, Т. Нгара и К. Танабе.//Т. 1—5. — IGES//Хайям. 2006

[11] 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»

[12] Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике»

[13] Постановление Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 г. № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии»

[14] Приказ Федеральной службы по тарифам от 28 марта 2013 г. № 313-э «Об утверждении Регламента установления цен (тарифов) и (или) их предельных уровней, предусматривающего порядок регистрации, принятия к рассмотрению и выдачи отказов в рассмотрении заявлений об установлении цен (тарифов) и (или) их предельных уровней и формы принятия решения органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов»

[15] Федеральный закон от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»

[16] Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29 декабря 2004 г. № 190-ФЗ

[17] РД 34.09.101—94 Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении

[18] Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 12 сентября 2016 г. № 952 «Об утверждении Методических указаний по распределению удельного расхода условного топлива при производстве электрической и тепловой энергии в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, применяемых в целях тарифного регулирования в сфере теплоснабжения»

[19] Постановление Правительства Российской Федерации от 17 декабря 2014 г. № 117 «О некоторых вопросах, связанных с сертификацией объемов электрической энергии, производимой на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах»

[20] АСТМ Е1675 Отбор проб двухфазной геотермальной жидкости для целей химического анализа

УДК 502.3:006.354

ОКС 03.060
13.020.20

Ключевые слова: парниковые газы, климатические проекты, методика

Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *С.И. Фирсова*
Компьютерная верстка *Л.А. Круговой*

Сдано в набор 18.03.2025. Подписано в печать 01.04.2025. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 5,12. Уч.-изд. л. 4,12.

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

gost.e-ecolog.ru