ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 71977— 2025

СИСТЕМА СТАНДАРТОВ РЕАЛИЗАЦИИ КЛИМАТИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ

Методика для проектов по генерации электроэнергии из возобновляемых источников энергии

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. № 139-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

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

© Оформление. ФГБУ «Институт стандартизации», 2025

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

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины, определения и сокращения 2
4 Основные положения 5
4.1 Область применения методики 5
4.2 Границы проекта 7
5 Определение базовой линии 8
5.1 Определение сценариев базовой линии 9
5.2 Выбросы в случае реализации базовой линии 10
6 Требования к срокам выполнения проекта 12
7 Требования дополнительности 12
8 Требования к плану мониторинга 13
9 Проектный сценарий 13
9.1 Выбросы в рамках климатического проекта 13
9.2 Сокращение выбросов 16
9.3 Управление рисками 16
10 Оценка выбросов от утечек проектной деятельности 17
11 Минимизация риска непостоянства 17
12 Методы предотвращения двойного учета, негативных воздействий на окружающую среду и общество 17
13 Рекомендации в отношении изменения и/или сохранения базовой линии в случае продления зачетного периода и проектной деятельности 18
Приложение А (справочное) Рекомендации по подтверждению дополнительности проектной деятельности 20
Приложение Б (справочное) Рекомендуемый подход для определения коэффициента выбросов от энергосистемы (сетевого коэффициента выбросов) 27
Приложение В (справочное) Определение остаточного срока службы оборудования 28
Приложение Г (справочное) Фиксируемые предварительно показатели и параметры 30
Приложение Д (справочное) Показатели и параметры мониторинга 32
Приложение Е (справочное) Расчет выбросов CO_2 по проектам и/или утечек в результате сжигания ископаемого топлива 38
Приложение Ж (справочное) Управление рисками 39
Приложение И (справочное) Оценка достоверности исходной/текущей базовой линии при продлении зачетного периода 40
Библиография 41

Введение

Практика реализации климатических проектов была начата в период действия Киотского протокола. После его окончания торговля сокращениями выбросов парниковых газов (ПГ) 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 ПГ и передачу на международном уровне результатов реализации мероприятий по предотвращению изменения климата. Таким образом, рыночные механизмы поддержки проектов по сокращению выбросов ПГ 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 ПГ, в т. ч. в отношении реализации климатических проектов и определения углеродного следа.

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

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

- оказание содействия государственным и частным компаниям, промышленным предприятиям, а также регулирующим органам по выполнению их обязательств по сокращению выбросов ПГ 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 ПГ, 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 71978 распространяется на климатические проекты по генерации электроэнергии из возобновляемых источников. Настоящий стандарт применяется для проектов, предусматривающих подключение генерирующих установок к электрической сети или изолированной энергосистеме с общей суммарной установленной мощностью генерирующих установок более 30 МВт. Проекты 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) относятся к области применения ГОСТ Р 71978.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

СИСТЕМА СТАНДАРТОВ РЕАЛИЗАЦИИ КЛИМАТИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ

Методика для проектов по генерации электроэнергии из возобновляемых источников энергии

System of standards for implementing carbon offsetting projects. Methodology for renewable power generation projects

Дата введения — 2025—06—01

1 Область применения

Настоящий стандарт устанавливает методику, предназначенную для разработки климатических проектов по генерации электроэнергии из возобновляемых источников[1)], с подключением генерирующих установок к энергосистеме. Настоящий стандарт может применяться исполнителями климатических проектов, органами по валидации и верификации парниковых газов и иными заинтересованными лицами, вовлеченными в реализацию климатических проектов.

Соответствие требованиям настоящего стандарта может быть заявлено при выполнении всех требований настоящего стандарта, за исключением рекомендаций по управлению рисками.

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 71978 Система стандартов реализации климатических проектов. Методика для проектов по генерации электроэнергии из возобновляемых источников для прямых поставок потребителю и/или в энергосеть малого масштаба

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 техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указа-

[1)] В соответствии с [3] атомная энергетика не включена в перечень источников возобновляемой энергетики. Методика имеет ограничение на применяемые технологии по производству электроэнергии из возобновляемых источников.

Издание официальное

телю «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, статья 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 настоящем стандарте, 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 т. ч. энергия сточных вод), за исключением случаев использования такой энергии на гидроаккумулирующих электроэнергетических станциях, энергия приливов, энергия волн водных объектов, в т. ч. 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 т. ч. 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.

[[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 охлаждения и сопутствующего электрооборудования, предназначенная для хранения электроэнергии, вырабатываемой установкой(ами) на основе ВИЭ.

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

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.

3.1.6 **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.

3.1.7 **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.

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

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

Пример — Может применяться для обозначения места расположения установки по производству электроэнергии из возобновляемых источников, строящейся в рамках реализации климатического проекта.

---

[1] Для терминов «техническое перевооружение», «модернизация», «реконструкция» и «капитальный ремонт» определение единой терминологии в нормативных документах 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 методике близок к термину «модернизация». Однако законодательство Российской Федерации разделяет эти понятия. В данной методике 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 Методики-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 **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.

3.1.13 **увеличение установленной мощности** (capacity addition): Комплекс мероприятий, приводящий к увеличению установленной 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.

3.1.14 **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 кратных значений.

3.1.15

электроэнергетическая система; энергосистема (grid/electric power system): Совокупность объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, связанных общим режимом работы в едином технологическом процессе производства, передачи и потребления электрической энергии в условиях централизованного оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

[ГОСТ 21027—2021, статья 1]

3.2 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

ВЭС — ветроэлектрическая электростанция;

ГеоТЭС — геотермальная электростанция;

ДПМ — договор о предоставлении мощности;

НДТ — наилучшие доступные технологии;

ООПТ — особо охраняемая природная территория;

ПГ — парниковый газ;

ПГП — потенциал глобального потепления;

ПТД — проектно-техническая документация;
ПЭС — приливная электростанция;
СЭС — солнечная электростанция;
ЭС — электростанция.

4 Основные положения

4.1 Область применения методики

В настоящем стандарте реализованы положения методики, разработанной в рамках [5], и включает ее адаптацию под действующие российские нормативно-правовые акты и стандарты. Ключевые элементы методики приведены в таблице 1. Методика, установленная в настоящем стандарте, нейтральна по отношению к программам по ПГ. Если применяется программа по ПГ[1)], то требования этой программы дополняют требования настоящего стандарта.

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, приливно-волновые, ветровые, ГеоЭС, для выдачи электрической мощности в энергосистему[2)]. СНЭБ или ВСНЭ могут быть интегрированы при определенных условиях
Вид действий по сокращению выбросов ПГ	Возобновляемая энергетика: полное или частичное замещение углеродоемкой выработки электроэнергии и передачи электроэнергии в электрическую сеть

В рамках методики используется модельная предпосылка о том, что в ходе генерации электроэнергии из возобновляемых источников происходит частичное замещение более углеродоемкой генерации, за счет чего достигается эффект сокращения выбросов ПГ.

Методика, установленная в настоящем стандарте, применима к проектам по производству электроэнергии из возобновляемых источников, с подключением генерирующих установок к электрической сети, которые включают:

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

Методика, установленная в настоящем стандарте, применима к проектной деятельности, в рамках которой могут внедряться технологии СНЭБ или ВСНЭ[3)] для новых ЭС на ВИЭ или существующих СЭС или ВЭС.

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

[2)] В рамках настоящей методики рассматривается энергосистема, в том числе изолированная энергосистема, с общей суммарной установленной мощностью генерирующих установок более 30 МВт. Положения данной методики применимы к проектам, рассматривающим ВИЭ-электростанции, вырабатывающие и поставляющие электроэнергию в электрическую сеть и, если применимо, конечным потребителям. ВИЭ-электростанции, обслуживающие только конечных потребителей и не поставляющие электроэнергию в электрическую сеть общего доступа, не рассматриваются в данной методике.

[3)] 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.

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.

Если проектная деятельность включает в себя интеграцию СНЭБ/ВСНЭ, методика применима к следующей проектной деятельности по производству электроэнергии из ВИЭ, подключенных к электрической сети (см. также таблицу 2):

- внедрение СНЭБ/ВСНЭ в новую ЭС на ВИЭ;
- внедрение СНЭБ/ВСНЭ вместе с увеличением установленной 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.

Таблица 2 — Применимые комбинации технологий ВИЭ и СНЭБ/ВСНЭ в рамках проектной деятельности

Технологии возобновляемой энергетики. Внедрение СНЭБ/ВСНЭ	СЭС или ВЭС	Другие ЭС на ВИЭ
СНЭБ/ВСНЭ + Новые ЭС	Применимо	Применимо
СНЭБ/ВСНЭ + увеличение электрической мощности существующей ЭС	Применимо	Не применимо
СНЭБ/ВСНЭ без каких-либо других изменений на существующей ЭС	Применимо	Не применимо
СНЭБ/ВСНЭ + капитальный ремонт существующей ЭС	Применимо	Не применимо

Методика, установленная в настоящем стандарте, применима при следующих условиях:

- по отношению к ВЭС, ГеоТЭС, СЭС или ПЭС;
- в случае увеличения мощности, капитального ремонта, реконструкции или модернизации/технического перевооружения ГеоТЭС эксплуатация существующей ЭС началась минимум пять лет назад. 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;
- в случае проектной деятельности по внедрению СНЭБ/ВСНЭ в новую ЭС разработчик проекта должен продемонстрировать, что СНЭБ/ВСНЭ является неотъемлемой частью проектной деятельности (например, путем ссылки на технико-экономические обоснования или документы о принятии инвестиционных решений).

Данный вид проектной деятельности предполагает, что СНЭБ должна заряжаться электроэнергией или ВСНЭ должна использовать электроэнергию для электролиза, вырабатываемую соответствующей(ими) ЭС на ВИЭ. В ситуациях, когда проектными решениями с учетом специфики объекта предусмотрено в дополнение к или вместо применения СНЭБ или ВСНЭ использование резервного электрогенератора[1)], работающего на ископаемом топливе или заряжающегося от электроэнергии электросети, необходимо учитывать соответствующие выбросы ПГ от сжигания ископаемого топлива таким резервным электрогенератором[2)] или от выработки электроэнергии в энергосистеме.

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

[2)] 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.

В таких случаях соответствующие выбросы ПГ должны учитываться как выбросы проекта 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 должно составлять более 2 % от электроэнергии, произведенной проектной установкой на ВИЭ за период мониторинга[1)]. В течение периодов времени [например, неделя(и), месяц(ы)], когда СНЭБ/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.

Методика, установленная в настоящем стандарте, не применима:

- к проектной деятельности, предусматривающей переход с ископаемого топлива на ВИЭ на месте осуществления проектной деятельности, поскольку в этом случае сценарием базовой линии может быть продолжающееся использование ископаемых видов топлива на данном участке;
- ЭС, работающим на биомассе.

В случае капитального ремонта, реконструкции, модернизации/технического перевооружения,или увеличения мощности данная методика применима только в том случае, если наиболее правдоподобный сценарий базовой линии (в результате определения сценариев базовой линии) является «продолжением текущей ситуации, то есть использованием оборудования для производства электроэнергии, которое уже использовалось до реализации проектной деятельности, и проведением обычного технического обслуживания».

4.2 Границы проекта

Границы проектной деятельности (в т. ч. территориальные границы) включают в себя проектную(ые) ВИЭ-ЭС, а также все ЭС в составе подключенной к ним энергосистемы. Если в рамках проектной деятельности применима как выдача электрической мощности в энергосистему, так и поставка электроэнергии конечным потребителям, то в границы проектной деятельности включаются также промышленные и коммерческие объекты, потребляющие электроэнергию, вырабатываемую генерирующими установками. Парниковые газы и источники выбросов, включенные в границы проекта или исключенные из них, представлены в таблице 3.

Таблица 3 — Источники выбросов, включенные в границы проекта или исключенные из них

Источник		ПГ	Включение	Обоснование/объяснение
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

[1)] 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.

Окончание таблицы 3

Источник		ПГ	Включение	Обоснование/объяснение
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
		Хладагенты[1)]	Да	Основной источник выбросов (если применимо согласно проектной документации)[2)]
		N_2O	Нет	Незначительный источник выбросов
	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

Базовая линия устанавливается консервативным[3)] способом 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—2014. 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, стр. 34, п. 36). URL: gost.e-ecolog.ru

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

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 5.1 и 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 методике 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 органа по валидации и верификации.

5.1 Определение сценариев базовой линии

5.1.1 Сценарий базовой линии для новых электростанций

Если проектная деятельность представляет собой строительство новой ЭС со СНЭБ/ВСНЭ или без, сценарий базовой линии — это выработка электроэнергии за счет работы ЭС, подключенных к энергосистеме, а также планового ввода в эксплуатацию новых источников генерации.

5.1.2 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 электросети, 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, сценарий базовой линии — это существующая генерирующая установка, которая будет продолжать поставлять электроэнергию в сеть на исторических уровнях, до того момента, когда генерирующий объект, вероятно, будет модернизирован/заменен или подвергнут капитальному ремонту ($DATE_{BaselineOverhaul}$). Электроэнергия, поставляемая в электросеть за счет увеличения установленной мощности, в противном случае была бы произведена за счет работы ЭС, подключенных к электросети, и введенных в эксплуатацию новых источников генерации. После момента модернизации/замены/капитального ремонта предполагается, что сценарий базовой линии соответствует проектной деятельности, и никаких сокращений выбросов не происходит.

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

Если проектная деятельность представляет собой капитальный ремонт, реконструкцию или модернизацию/техническое перевооружение существующей ЭС, применяется поэтапная процедура определения сценария базовой линии, соответствующая приложению А и включающая шаг 1 (определение альтернативных сценариев базовой линии для производства электроэнергии), шаг 2 (барьерный анализ), шаг 3 (инвестиционный анализ).

Для шага 1 (приложение А) рассматриваются варианты:

- проектная деятельность не реализуется как климатический проект;
- продолжение реализации текущей ситуации, то есть использование всего оборудования для производства электроэнергии, которое уже использовалось до реализации проектной деятельности, и проведение технического обслуживания в обычном режиме. Дополнительная электроэнергия, вырабатываемая в рамках проекта, в противном случае вырабатывалась бы на существующих и новых ЭС, подключенных к энергосистеме; и
- иные правдоподобные и достоверные альтернативы проектной деятельности, обеспечивающие увеличение выработки электроэнергии существующей ЭС, которые технически осуществимы. В частности, это могут быть различные варианты модернизации/технического перевооружения, капитального ремонта и/или реконструкции ЭС. Принимаются во внимание только альтернативы, доступные разработчику проекта.

[1)] См. [8] — [11].

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

Если проектная деятельность представляет собой внедрение СНЭБ/ВСНЭ совместно с осуществлением капитального ремонта существующей СЭС или ВЭС, проектная деятельность обеспечивает возможность поставки дополнительной электроэнергии в электросеть с использованием той же существующей генерирующей мощности. Это позволяет повысить коэффициент загрузки ЭС в течение года, что дает возможность поставлять в электросеть больше электроэнергии от ВИЭ-ЭС в рамках проектной деятельности по сравнению с ситуацией до установки СНЭБ/ВСНЭ. В результате проектная деятельность потенциально заместит эквивалентный объем производства электроэнергии в электросети, которая была бы выработана ЭС, работающими на ископаемом топливе. Сценарий базовой линии определяется по той же процедуре, что и в случае капитального ремонта, реконструкции или модернизации/технического перевооружения существующей ЭС, описанной в 5.1.3.

5.2 Выбросы в случае реализации базовой линии

Выбросы в случае реализации базовой линии включают только выбросы CO_2 от производства электроэнергии на ЭС, работающих на ископаемом топливе, которые будут замещены в результате деятельности по проекту. Методика предполагает, что вся выработка электроэнергии по проекту, превышающая базовый уровень, производилась бы существующими ЭС, подключенными к электросети, и новыми запланированными к вводу в эксплуатацию ЭС, подключаемыми к электросети. Выбросы в случае реализации базовой линии в год y, BE_y, т CO_2/год рассчитывают по формуле

$$BE_y = EG_{Pj,y} \cdot EF_{grid,CM,y}, \quad (1)$$

где $EG_{Pj,y}$ — количество полезной выработки электроэнергии, произведенной и поставленной в электросеть в результате реализации проектной деятельности в год y, МВт · ч/год;

$EF_{grid,CM,y}$ — коэффициент выбросов CO_2 для генерации электроэнергии в энергосистеме в год y, рассчитанный на основе приложения Б, т $CO_{2\text{-экв}}$ /МВт · ч.

5.2.1 Расчет количества полезной выработки электроэнергии

Расчет $EG_{Pj,y}$ различается для новых ЭС, увеличения мощности, капитального ремонта, реконструкции и модернизации/технического перевооружения:

5.2.1.1 Новая электростанция

Если проектной деятельностью является строительство новой ЭС со СНЭБ/ВСНЭ или без, то количество полезной выработки электроэнергии, произведенной и поставленной в электросеть в результате реализации проектной деятельности в год y, $EG_{Pj,y}$, МВт · ч/год вычисляют по формуле

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

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

5.2.1.2 Увеличение установленной мощности существующих солнечных, ветровых, волновых или приливных электростанций

В случае увеличения установленной мощности существующих СЭС, ВЭС, ПЭС или волновых ЭС совместно с внедрением СНЭБ/ВСНЭ или без внесения каких-либо других изменений предполагается, что увеличение установленной мощности не оказывает существенного влияния на объем выработки электроэнергии, производимый существующими ЭС. В этом случае электроэнергия, поставляемая в электросеть добавленной ЭС, должна непосредственно учитываться и использоваться для определения количества полезной выработки электроэнергии, произведенной и поставленной в электросеть в результате реализации проектной деятельности в год y, $EG_{Pj,y}$, МВт · ч/год по формуле

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

где $EG_{Pj,Add,y}$ — количество полезной выработки электроэнергии, поставляемой в электросеть в год y ЭС, которая была добавлена в рамках проектной деятельности, МВт · ч/год.

5.2.1.3 Капитальный ремонт, реконструкция или модернизация/техническое перевооружение существующей электростанции на возобновляемых источниках энергии

Если проектная деятельность представляет собой капитальный ремонт, реконструкцию или модернизацию/техническое перевооружение существующей ЭС на ВИЭ, подключенной к электросети, или капитальный ремонт существующей СЭС или ВЭС совместно с внедрением СНЭБ/ВСНЭ, в методике используются исторические данные о выработке электроэнергии для определения выработки электроэнергии существующей ЭС в сценарии базовой линии, предполагая, что историческая ситуация, наблюдаемая до реализации проектной деятельности, будет продолжаться.

Выработка электроэнергии на ВИЭ-ЭС может значительно меняться из года в год из-за естественных колебаний доступности возобновляемых источников (например, изменение количества осадков, скорости ветра или солнечной радиации). Поэтому использование короткого временного исторического периода для определения базовой выработки электроэнергии может быть сопряжено со значительной неопределенностью. Устранение неопределенности выполняется путем корректировки исторической выработки электроэнергии на ее стандартное отклонение. Это гарантирует, что базовый объем произведенной электроэнергии установлен консервативным способом и что рассчитанные сокращения выбросов относятся к проектной деятельности. Без этой корректировки рассчитанное сокращение выбросов может в основном зависеть от естественной изменчивости, наблюдаемой в течение исторического периода, а не от влияния проектной деятельности.

Количество полезной выработки электроэнергии, произведенной и поставленной в электросеть в результате реализации проектной деятельности в год y, $EG_{Pj,y}$, МВт·ч/год, рассчитывают следующим способом:

$$EG_{Pj,y} = EG_{facility,y} - (EG_{historical} + \sigma_{historical}); \text{ до } DATE_{BaselineOverhaul}, \quad (4)$$

$$EG_{Pj,y} = 0; \text{ после } DATE_{BaselineOverhaul}, \quad (5)$$

где $EG_{facility,y}$ — количество полезной выработки электроэнергии, поставляемой проектными ЭС в электросеть в год y, МВт · ч/год;

$EG_{historical}$ — среднегодовая историческая полезная выработка электроэнергии, поставляемая в электросеть существующей ЭС на ВИЭ, эксплуатируемая в границах проектной деятельности до начала реализации проектной деятельности, МВт · ч/год;

$\sigma_{historical}$ — стандартное отклонение среднегодового исторического объема полезной выработки электроэнергии, поставляемой в электросеть существующей ЭС на ВИЭ, эксплуатируемой в границах проектной деятельности до начала реализации проектной деятельности, МВт · ч/год;

$DATE_{BaselineOverhaul}$ — момент времени, когда существующее оборудование должно быть заменено в отсутствие проектной деятельности (дата). Параметр относится только к проектам по капитальному ремонту или модернизации/техническому перевооружению.

Если $EG_{facility,y} < (EG_{historical} + \sigma_{historical})$ в году y:

$$EG_{Pj,y} = 0. \quad (6)$$

Для определения $EG_{historical}$ разработчик проекта может выбрать один из двух вариантов исторического периода. Использование более длительного периода времени может привести к более низкому стандартному отклонению, а применение более короткого периода может позволить лучше отразить (технические) обстоятельства, наблюдаемые в последние годы:

- пять последних календарных лет, предшествующих реализации проектной деятельности; или
- временной интервал с календарного года, следующего за $DATE_{hist}$, вплоть до последнего календарного года, предшествующего реализации проекта, если этот период времени включает не менее пяти календарных лет, где $DATE_{hist}$ — последний момент времени между:
  - вводом в эксплуатацию ЭС;
  - если применимо: последним увеличением электрической мощности ЭС; или
  - если применимо: последним капитальным ремонтом или реконструкцией ЭС.

В случае реконструкции, когда ЭС не эксплуатировалась в течение последних пяти календарных лет перед началом реконструкции, $EG_{historical}$ равен нулю.

5.2.2 Расчет $DATE_{BaselineOverhaul}$

Для оценки момента времени, когда существующее оборудование потребует модернизации/технического перевооружения/капитального ремонта 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 (допустимо использовать технический срок службы оборудования из приложения В).

Момент времени, когда существующее оборудование должно быть модернизировано/подвергнуто техническому перевооружению или капитальному ремонту в отсутствие проектной деятельности, должен быть выбран 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 пять лет с возможностью последующего продления не более двух раз на периоды не более пять 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 действующим законодательством.

7 Требования дополнительности

7.1 Дополнительность может быть продемонстрирована с помощью приложения А[2)] с учетом особенностей, изложенных в настоящем разделе.

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

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

Разработчику проекта необходимо предоставить прозрачные и документированные доказательства, а также предложить консервативную интерпретацию этих документированных доказательств и того, как они демонстрируют существование и значимость выявленных барьеров.

В случае строительства новой ЭС («ЭС 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 действующим законодательством[3)]. Только в исключительных случаях, когда разработчик проекта может обосновать предо-

---

[1)] Определяется в соответствующих нормативно-правовых актах или документации (паспортах) для каждого вида технического оборудования.

[2)] Климатический проект, реализуемый и выпускающий углеродные единицы на территории Российской Федерации, должен соответствовать [1], а также критериям, установленным согласно [2]. В иных случаях рекомендуется придерживаться [5] или других одобренных программ реализации климатических проектов на международном уровне.

[3)] 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 [12], [13], [14] и пр.

ставление 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 технологии, перечисленные в данном списке:
- солнечная фотоэнергетика;
- ветроэнергетика;
- приливная энергетика;
- 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[1)] 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 орган по валидации и верификации имеет право дополнительно запросить, а разработчик проекта обязан предоставить все необходимые доказательства, в т. ч. расширенное обоснование дополнительности в соответствии с приложением А по обоснованию дополнительности проектной деятельности.

8 Требования к плану мониторинга

Данные должны контролироваться в полном объеме, если иное не указано в таблицах Г.1 и Д.1. 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[2)].

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, фиксируемые предварительно (на этапе валидации проекта) и отслеживаемые в ходе деятельности по проекту, приведены в приложениях Г и Д. При необходимости в течение зачетного периода разработчик проекта может повысить периодичность выпуска плана мониторинга по не регулярно отслеживаемым параметрам.

9 Проектный сценарий

9.1 Выбросы в рамках климатического проекта

Для большинства типов климатических проектов по производству электроэнергии из возобновляемых источников, кроме указанных ниже случаев, *PEy* равно нулю. Некоторые виды проектной деятельности могут включать в себя проектные выбросы, которые могут быть значительными. Эти выбросы должны быть учтены как выбросы при реализации проектной деятельности в год *y*, PE_y, т CO_2-экв/год следующим образом:

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{GP,y} + PE_{\text{СНЭБ/ВСНЭ},y}, \quad (7)$$

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

[2)] См. [15].

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.

9.1.1 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 «не возобновляемые»[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 или вместо применения СНЭБ или ВСНЭ использование резервного электрогенератора, работающего на ископаемом топливе, необходимо учитывать соответствующие выбросы от сжигания ископаемого топлива таким резервным электрогенератором — как выбросы при реализации проектной деятельности $PE_{FF,y}$.

$PE_{FF,y}$ должен быть рассчитан в соответствии с методическими указаниями, изложенными в [8], и приложением Е.

Разработчик проекта должен учесть проектные выбросы, связанные с зарядкой СНЭБ или электролизом воды ВСНЭ с помощью резервных генераторов, и рассчитать их, используя подход, изложенный в 9.1.3.

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

Настоящий раздел применим ко всем типам ГеоТЭС и опирается на учет выбросов по всей технологической цепочке в соответствии с проектной документацией[2)].

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[3)] 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[4)] 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

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

[2)] В настоящем подразделе для термина «проектная документация» применимо следующее определение: документация, содержащая материалы в текстовой форме и в виде карт (схем) и определяющая архитектурные, функционально-технологические, конструктивные и инженерно-технические решения для обеспечения строительства, реконструкции объектов капитального строительства, их частей, капитального ремонта (см. [16]).

[3)] 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.

[4)] 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.

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

$$PE_{dry\ or\ flash\ steam,\ y} = (w_{steam,CO_2,y} + w_{steam,CH_4,y} \cdot GWP_{CH_4}) \cdot M_{steam,y}, \quad (8)$$

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[1)], т CO_2-экв/т CH_4;

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

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

$$PE_{binary,y} = PE_{steam,y} + PE_{working\ fluid,y}, \quad (9)$$

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 э/год. Если разница между притоком и оттоком пара на ЭС составляет менее 1 %, то разработчики проекта не обязаны учитывать эти выбросы;

$PE_{working\ fluid,y}$ — 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.

Выбросы при реализации проектной деятельности от эксплуатации ГеоТЭС бинарного цикла вследствие физической утечки неконденсирующихся газов в год y, $PE_{steam,y}$, т CO_2 э/год вычисляют по формуле

$$PE_{steam,y} = (M_{Inflow,y} - M_{outflow,y}) \cdot (w_{steam,CO_2,y} + w_{steam,CH_4,y} \cdot GWP_{CH_4}), \quad (10)$$

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, т CO_2-экв/т CH_4.

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

$$PE_{working\ fluid,y} = M_{working\ fluid,y} \cdot GWP_{working\ fluid}, \quad (11)$$

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.

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

9.1.3 Выбросы от зарядки СНЭБ или электролиза воды ВСНЭ 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 — 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 $EG_{СНЭБ/ВСНЭ,y}$.

В случаях, когда СНЭБ заряжается или получение водорода на ВСНЭ происходит с использованием электроэнергии из электросети, соответствующий коэффициент для расчета проектных выбросов $PE_{СНЭБ/ВСНЭ,y}$ может быть рассчитан по рекомендациям из приложения Б.

В случаях, когда СНЭБ заряжается или получение водорода на ВСНЭ происходит за счет выработки электроэнергии резервным электрогенератором, работающим на ископаемом топливе, соответствующие проектные выбросы $PE_{СНЭБ/ВСНЭ,y}$ должны быть рассчитаны в соответствии с методическими указаниями, изложенными в [8], с учетом объема сожженного вида топлива и процедурой, описанной в приложении Е.

Зарядка от электросети или от резервного электрогенератора на ископаемом топливе не должна составлять более 2 % от объема производства электроэнергии, на проектной ЭС на ВИЭ за период мониторинга (в соответствии с 4.1). В периоды, когда зарядка СНЭБ или выработка водорода на ВСНЭ составляет более 2 %, разработчик проекта не имеет права на выдачу углеродных единиц за соответствующий период.

9.2 Сокращение выбросов

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

$$ER_y = BE_y - PE_y - L_y, \quad (12)$$

где BE_y — выбросы в случае реализации базовой линии 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.

9.2.2 Оценка сокращения выбросов до осуществления валидации

Разработчик проекта должен подготовить в рамках ПТД оценку вероятных сокращений выбросов от предлагаемой проектной деятельности в зачетный период. В этой оценке должна использоваться та же методика, которая была выбрана выше. Если коэффициент выбросов от энергосистемы $EF_{CM,grid,y}$ определяется до осуществления валидации в ходе мониторинга, разработчик проекта может использовать прогнозные модели или другие инструменты, утвержденные действующими законами и нормативными актами, для оценки сокращений выбросов до валидации.

9.3 Управление рисками

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

а) перечень основных этапов реализации климатического проекта;

б) перечень и описание рисков, которые могут возникнуть на каждом этапе климатического проекта;

в) описание вероятности наступления каждого риска (для этого могут быть использованы варианты оценки «низкий, средний, высокий» или другие понятные числовые шкалы);

г) описание влияния каждого риска на результаты всего проекта (для этого могут быть использованы варианты оценки «низкий, средний, высокий» или другие понятные числовые шкалы);

д) описание периода влияния каждого риска на весь климатический проект;

е) описание разработанных мер по минимизации или предотвращению каждого вида риска;

ж) 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 Ж.

10 Оценка выбросов от утечек проектной деятельности

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

Для данного типа проектов от разработчика 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 органа валидации и верификации, 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 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.

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,

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

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 ценности;
- 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 органа по валидации и верификации 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[1)] 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 по свободным двусторонним договорам, и количество атрибутов генерации, переданных 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. Органам по валидации и верификации 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 оценки органом по валидации и верификации для определения необходимых обновлений исходных условий, дополнительности и количественной оценки сокращений выбросов.

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

[1)] См. ГОСТ Р 56267—2014 (статья 3.1.9), а также ГОСТ Р ИСО 14080.

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 положениям приложения А 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 органу по валидации и верификации необходимость отклонения от утвержденной методики с целью продления зачетного периода.

Оценка достоверности исходной/текущей базовой линии и обновление базовой линии при продлении зачетного периода. 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 И).

Приложение А
(справочное)

Рекомендации по подтверждению дополнительности проектной деятельности

А.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 согласно законодательству, действующему 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 А.1).

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

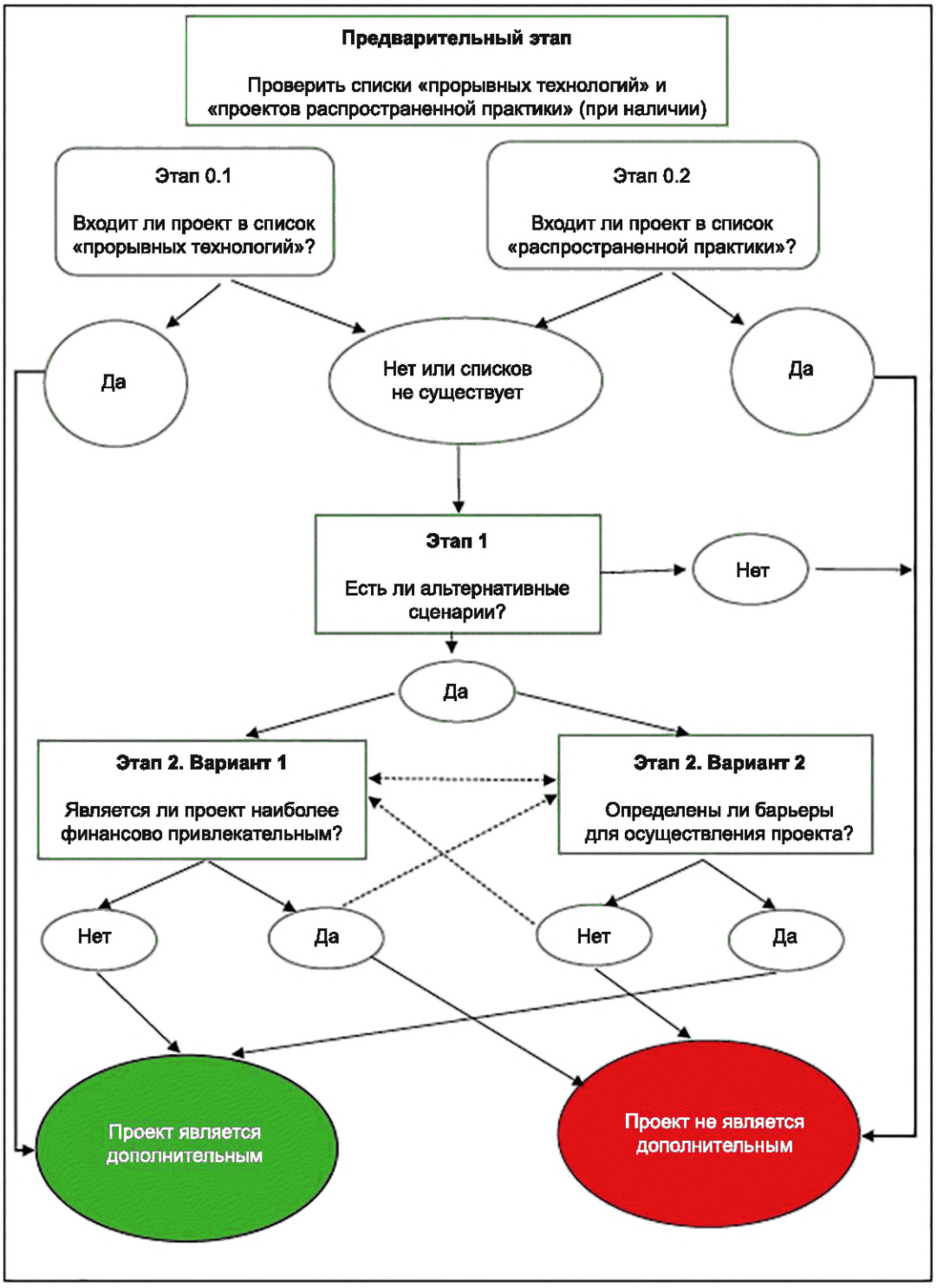

Рисунок А.1 — Схема принятия решения по выбору подхода для подтверждения дополнительности

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

А.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. 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.

А.3 Методические подходы к обоснованию дополнительности проекта

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

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

б) этап 1. Выявление альтернатив проектной деятельности;

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

А.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.

А.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.

А.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.

А.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 подразумевается продукция/услуги, произведенные в ходе проектной деятельности.

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

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

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.

А.3.3 Этап 2. Вариант 1. Инвестиционный анализ

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

- экономически или финансово возможной без учета средств от продажи углеродных единиц (инвестиционный анализ по варианту 1.1, см. далее) или

- наиболее экономически или финансово привлекательной (применяется инвестиционный анализ по вариантам 1.2 или 1.3).

Для проведения инвестиционного анализа необходимо:

- определить, какой вид анализа будет использоваться — простой анализ затрат, инвестиционный сравнительный анализ или сравнение с эталонным финансовым сценарием (benchmark)[1)];

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

А.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.

А.3.3.2 Вариант 1.2. Применение инвестиционного сравнительного анализа

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

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

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

А.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 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.

А.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

[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.

единиц) и, при необходимости, нерыночные затраты и выгоды в случае государственных инвесторов, если это является стандартной практикой отбора государственных инвестиций в стране/регионе реализации проектной деятельности.

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

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

А.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, которые не препятствуют осуществлению хотя бы одной альтернативы, проектная деятельность не будет считается дополнительной.

А.3.4 Этап 2. Вариант 2. Барьерный анализ

Данный этап предназначен 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.3.4.1 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:

а) инвестиционные барьеры, кроме экономических/финансовых барьеров в приведенном выше инвестиционном анализе;

б) технологические барьеры (доступность технологии);

в) технические барьеры (возможность реализации технологии);

г) регуляторные барьеры (наличие нормативных ограничений на применение технологии);

д) социально-экологические барьеры (уровень воздействия на окружающую среду и местные сообщества);

е) квалификационные (доступность необходимых компетенций для реализации технологии) и др.

А.3.4.2 Выявление барьеров, не мешающих 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.

Принимают решение 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 Б
(справочное)

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

Б.1 В настоящее время в Российской Федерации отсутствуют официально публикуемые 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 вправе самостоятельно определить иной наиболее актуальный подход и источники информации, если они для него доступны.

Б.2 При наличии исходный данных, требуемых для расчета сетевого коэффициента выбросов, используемого в базовом и проектном сценариях, разработчик климатического проекта вправе 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 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.

Б.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[1)]. По результатам экспертной оценки независимыми международными аудиторами выдано свидетельство о заверении и получено заключение о валидации[2)].

В настоящее время на сайте[3)] размещается информация о коэффициенте выбросов ПГ энергосистемы России. В отсутствие возможности самостоятельного расчета сетевого коэффициента выбросов разработчик проекта может ориентироваться на информацию данного ресурса (менее предпочтительный вариант).

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

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

2) 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.

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

4) URL: gost.e-ecolog.ru

Приложение В
(справочное)

Определение остаточного срока службы оборудования

В.1 Настоящее приложение предоставляет руководство для определения оставшегося срока службы базового или проектного оборудования. Руководство может, например, использоваться для проектной деятельности, которая включает замену существующего оборудования новым оборудованием или модернизацию/техническое перевооружение существующего оборудования в рамках мероприятий по повышению энергоэффективности.

Руководство содержит процедуры для определения следующего параметра: остаточный срок службы (ОС). Остаточный срок службы оборудования — это время, в течение которого существующее оборудование может продолжать работать, прежде чем его придется заменить/вывести из эксплуатации по техническим причинам — таким, как возраст оборудования, соображения безопасности или ухудшение характеристик. Остаточный срок службы выражается в годах или часах работы.

Для проектной деятельности, которая включает несколько видов оборудования, разработчик проекта может либо определить остаточный срок службы для каждого вида оборудования, либо определить остаточный срок службы как наиболее консервативный из отдельных остаточных сроков службы оборудования, применив любой из вариантов а—в.

Если остаточный срок службы существующего оборудования, которое будет продолжать работать при реализации базовой линии, продлевается из-за реализации проектной деятельности, то учет сокращений выбросов должен быть ограничен самым коротким расчетным оставшимся сроком службы оборудования при реализации базовой линии. Другими словами, следует использовать самый ранний момент времени, когда любое из существующего оборудования должно быть заменено или модернизировано в отсутствие проектной деятельности, если в методике не указано иное. Компоненты малого оборудования, такие как небольшие насосы, двигатели, клапаны и т. д., которые обычно заменяются в рамках регулярного технического обслуживания, не нужно включать в область применения определения оставшегося срока службы.

В.1.1 Вариант а: использование информации производителя о техническом сроке службы оборудования и сравнение его с датой первого ввода в эксплуатацию

В этом варианте остаточный срок службы определяется как разница между техническим сроком службы (technical lifetime) и сроком фактической эксплуатации (operational time).

Этот вариант может быть применен только в том случае, если:

- имеется информация производителя о техническом сроке службы оборудования;
- разработчик проекта может продемонстрировать, что оборудование эксплуатировалось и обслуживалось в соответствии с рекомендациями поставщика оборудования, чтобы гарантировать, что технический срок службы, указанный производителем, не сократился;
- отсутствуют графики периодической модернизации/технического перевооружения/замены или практики плановой модернизации/технического перевооружения/замены, характерных для данного объекта, которые требуют досрочной замены оборудования до истечения технического срока службы;
- оборудование не имеет конструктивных недостатков или дефектов, для него не отмечено аварийных ситуаций, из-за которых оборудование не может работать на номинальных уровнях производительности.

Необходимо предоставить документацию, подтверждающую эти условия, например информацию об истории эксплуатации оборудования.

Время эксплуатации должно быть определено на основе исторических данных об эксплуатации оборудования с даты его первого ввода в эксплуатацию.

В случаях, когда оборудование было модернизировано до начала реализации проектной деятельности или были предприняты меры по повышению энергоэффективности, которые увеличили оставшийся срок службы, технический срок службы, предоставленный поставщиком оборудования, может быть уже не действителен. В этом случае разработчику проекта следует придерживаться одного из следующих подходов:

- если модернизация/техническое перевооружение были проведены производителем оборудования, то производитель оборудования может предоставить пересмотренную оценку технического срока службы;
- применить первоначальный технический срок службы, предоставленный производителем оборудования на момент установки оборудования, если предположение о более коротком сроке службы является консервативным (например, в случае оборудования при реализации базовой линии, которое заменяется в рамках проектной деятельности);
- выбрать другие варианты, предусмотренные в данном приложении для определения оставшегося срока службы.

В случае перемещенного оборудования (оборудование, которое уже эксплуатировалось на другом объекте и перевезено на объект проектной деятельности, где оно продолжает работать) при определении срока эксплуатации следует учитывать историю эксплуатации на предыдущем объекте (объектах).

В.1.2 Вариант б: получение экспертной оценки

В этом варианте для определения остаточного срока службы оборудования можно обратиться к независимому эксперту, имеющему соответствующий опыт в оценке остаточного срока службы для данного типа оборудования. Информация, которая может быть оценена, включает анализ:

- истории эксплуатации оборудования для выявления прошлых характеристик, модернизации/технического перевооружения оборудования, ошибок/аварий, повышения/понижения мощности, замены и т. д.;
- текущей практики эксплуатации и технического обслуживания;
- документированных конкретных отраслевых/промышленных практик модернизации/технического перевооружения/замены;
- проведение различных испытаний оборудования.

Эксперт должен задокументировать свои методы и выводы, предоставить экспертную оценку с указанием предполагаемого оставшегося срока службы оборудования. Вся соответствующая документация должна быть представлена в ПТД для проверки.

В.1.3 Вариант в: использование значений по умолчанию

В этом варианте разработчик проекта может использовать следующие значения по умолчанию для технического срока службы и определить остаточный срок службы как разницу между техническим сроком службы и сроком эксплуатации.

Этот вариант может быть применен только в том случае, если:

- разработчик проекта может продемонстрировать, что оборудование эксплуатировалось и обслуживалось в соответствии с рекомендациями поставщика оборудования;
- отсутствуют графики периодической замены или практика плановой замены, характерные для данного объекта, которые требуют досрочной замены оборудования до истечения технического срока службы, и
- оборудование не имеет конструктивных недостатков или дефектов, для него не отмечено аварийных ситуаций, из-за которых оборудование не может работать на номинальном уровне производительности.

Должна быть представлена документация, подтверждающая эти условия, например информация об истории эксплуатации оборудования.

Срок эксплуатации должен быть определен на основе исторических данных об эксплуатации оборудования с даты его первого ввода в эксплуатацию. В случае перемещенного оборудования (оборудование, которое уже находилось в эксплуатации на другом объекте и которое переносится на объект проектной деятельности, где оно продолжает работать) при определении срока эксплуатации следует учитывать историю эксплуатации на предыдущем объекте (объектах).

Для технического срока службы применяют значения по умолчанию, приведенные в таблице В.1.

Таблица В.1

Оборудование	Значение по умолчанию для технического срока службы
Котлы	25 лет
Паровые турбины	25 лет
Газовые турбины мощностью до 50 МВт	150 000 ч
Газовые турбины мощностью свыше 50 МВт	200 000 ч
Гидротурбины	150 000 ч
Электрогенераторы с воздушным охлаждением	25 лет
Электрогенераторы с водородным или водяным охлаждением	30 лет
Ветроэнергетические установки, наземные	25 лет
Ветроэнергетические установки, морские	20 лет
Генераторные установки, работающие на дизельном/нефтяном/газовом топливе	50 000 ч
Трансформаторы	30 лет
Нагреватели, охладители, насосы и т. д., используемые в системах отопления, вентиляции и кондиционирования (Heating, ventilation, and air conditioning)	15 лет
Солнечные панели	25 лет

Приложение Г
(справочное)

Фиксируемые предварительно показатели и параметры

Показатели и параметры, приведенные в таблице Г.1, фиксируются предварительно (на этапе валидации климатического проекта) на весь зачетный период и используются при расчете выбросов для базовой и проектных линий проекта (см. таблицу Г.1). Данные показатели и параметры не изменяются на протяжении реализации климатического проекта, поэтому считаются не подлежащими мониторингу.

На усмотрение разработчика проекта перечень фиксируемых параметров может быть расширен (в зависимости от условий конкретного климатического проекта) и отражен в ПТД. В перечень данных, соответствующих каждому отдельному фиксируемому параметру, разработчик проекта может добавить сведения о виде показателя/параметра (вычисляемый, измеряемый, используемый по умолчанию), его фиксируемом значении, измерительном оборудовании (если применимо), периодичности измерения (если применимо), методе расчета (если применимо), процедурах контроля качества (если применимо), назначении и применении (расчет базовой/проектной линии) и т. д.

Таблица Г.1 — Параметры, не подлежащие мониторингу

Параметр	Единица данных	Описание	Источник данных	Порядок измерений
GWP_{CH_4}	т CO_2-экв/т CH_4	Потенциал глобального потепления метана, действительный для соответствующего периода действия обязательств	[10]	25 т CO_2/т CH_4[1)]
$EG_{historical}$	МВт · ч/год	Среднегодовая историческая полезная выработка электроэнергии, поставляемая в электросеть существующей ЭС на ВИЭ, эксплуатируемая в границах проектной деятельности до начала реализации проектной деятельности	Место проведения проектной деятельности	Приборы коммерческого учета электрической энергии
$\sigma_{historical}$	МВт · ч/год	Стандартное отклонение среднегодовой исторической полезной выработки электроэнергии, поставляемой в электросеть существующей ЭС на ВИЭ, эксплуатируемой в границах проектной деятельности до начала реализации проектной деятельности	Рассчитано на основе данных, использованных для $EG_{historical}$	Параметр, рассчитываемый как стандартное отклонение годовых данных о генерации, используемых для расчета $EG_{historical}$ для капитального ремонта, реконструкции, или модернизации/технического перевооружения при реализации проектной деятельности.

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

Окончание таблицы Г.1

Параметр	Единица данных	Описание	Источник данных	Порядок измерений
$DATE_{BaselineOverhaul}$	дата	Момент времени, когда существующее оборудование должно быть заменено в отсутствие проектной деятельности	Место проведения проектной деятельности	В соответствии с положениями вышеуказанной методики
$DATE_{hist}$	дата	Момент времени, с которого может начаться исторический отсчет для проведения капитального ремонта, реконструкции или модернизации/технического перевооружения в рамках проектной деятельности		$DATE_{hist}$ — это последний момент времени между: - вводом в эксплуатацию ЭС; - если применимо: последнее увеличение электрической мощности ЭС или - если применимо: последний капитальный ремонт или реконструкция ЭС
Доля общей установленной мощности конкретной технологии	%	Процентная доля общей установленной мощности конкретной технологии в общей установленной мощности по производству электроэнергии в Российской Федерации	Национальная статистика или другие официальные данные	—
$GWP_{working\ fluid}$	—	Потенциал глобального потепления рабочей жидкости	[10], ГОСТ Р 56267	—

Приложение Д
(справочное)

Показатели и параметры мониторинга

Показатели и параметры, приведенные в таблице Д.1, включаются разработчиком проекта в перечень обязательно контролируемых на протяжении реализации климатического проекта показателей и параметров (см. таблицу Д.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, кроме параметров 7 и 8, которые определяются на основе подтверждающей документации. Все показатели и параметры, которые не вошли в перечень фиксируемых предварительно (см. приложение Г), разработчику проекта необходимо учитывать в рамках плана мониторинга и отразить в ПТД, если в таблице Д.1 не указано иное.

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

Параметр	Единица данных	Описание	Источник данных	Порядок измерений	Периодичность мониторинга	Процедуры обеспечения и контроля качества	Комментарии
$w_{steam,CO_2,y}$	т CO_2/т пара	Средняя массовая доля углекислого газа в произведенном паре в год y	Место проведения проектной деятельности	Отбор проб неконденсирующихся газов должен проводиться в эксплуатационных скважинах и/или на границе парового поля и ЭС с использованием стандартной практики [17] или других 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 и чаще, если необходимо	—	Применимо к проектам геотермальной энергетики

Продолжение таблицы Д.1

Параметр	Единица данных	Описание	Источник данных	Порядок измерений	Периодичность мониторинга	Процедуры обеспечения и контроля качества	Комментарии
$w_{steam,CH_4,y}$	т CH_4/т пара	Средняя массовая доля метана в произведенном паре в год y	Место проведения 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 геотермальной энергетики
$M_{steam,y}$	т пара/год	Количество пара, произведенного в год y	Место проведения 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 геотермальной энергетики

Продолжение таблицы Д.1

Параметр	Единица данных	Описание	Источник данных	Порядок измерений	Периодичность мониторинга	Процедуры обеспечения и контроля качества	Комментарии
$M_{inflow,y}$	т пара/год	Количество пара, поступающего в геотермальную установку в год *y*	Место проведения проектной деятельности	Количество пара, поступающего на ЭС, должно измеряться расходомером Вентури (или другим оборудованием, 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	Непрерывно	Расходомер должен быть откалиброван в соответствии с национальными, международными инструкциями или инструкциями производителя. Записанные данные должны ежедневно храниться в центральной базе данных с резервным копированием	—
$M_{outflow,y}$	т пара/год	Количество пара, выходящего из геотермальной установки в год *y*	Место проведения проектной деятельности	Количество пара, поступающего на ЭС, должно измеряться расходомером Вентури (или другим оборудованием, 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	Непрерывно	Расходомер должен быть откалиброван в соответствии с национальными, международными инструкциями или инструкциями производителя. Записанные данные должны ежедневно храниться в центральной базе данных с резервным копированием	—

Продолжение таблицы Д.1

Параметр	Единица данных	Описание	Источник данных	Порядок измерений	Периодичность мониторинга	Процедуры обеспечения и контроля качества	Комментарии
$M_{working\ fluid,y}$	т рабочей жидкости/год	Количество рабочей жидкости, вытекшей в год *y*	Место реализации проекта	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, переданной по СДД	МВт · ч/год	Объем электроэнергии, переданной по СДД	Документ, подтверждающий поставку электроэнергии (СДД)	Определяется суммированием объема электроэнергии, проданной по свободным двусторонним договорам	Ежегодно	Может быть выполнена дополнительная проверка, согласно внутренним ведомостям учета электроэнергии разработчика проекта	Относится исключительно к объектам ВИЭ-генерации, включенным в границы проектной деятельности
Объем атрибутов генерации, переданный через выпуск сертификатов	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 объема электроэнергии, выпущенным 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

Продолжение таблицы Д.1

Параметр	Единица данных	Описание	Источник данных	Порядок измерений	Периодичность мониторинга	Процедуры обеспечения и контроля качества	Комментарии
$EG_{facility,y}$	МВт · ч/год	Количество полезной выработки электроэнергии, поставляемой ЭС в сеть в год *y* в рамках проектной деятельности	Счетчик(и) электроэнергии	Измерения следует проводить в соответствии с национальными или международными 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	Непрерывный мониторинг, измерения каждый час, минимум ежемесячные записи	—	—
$EG_{Pj,Add,y}$	МВт · ч/год	Количество полезной выработки электроэнергии, поставляемой в электросеть в год *y* ЭС, которая добавлена в рамках проектной деятельности	Счетчик(и) электроэнергии	Измерения следует проводить в соответствии с национальными или международными стандартами. Если применимо, результаты измерений должны быть сверены с документами о проданной/купленной электроэнергии. Рекомендуется контролировать измерения параметра с помощью двунаправленного счетчика энергии или рассчитывать его как разницу между количеством электроэнергии, поставляемой проектной станцией/установкой в электросеть, и количеством электроэнергии, получаемой проектной станцией/установкой из электросети. В случае, если параметр рассчитан, то должны	Непрерывный мониторинг, измерения каждый час, минимум ежемесячные записи	—	—

Окончание таблицы Д.1

Параметр	Единица данных	Описание	Источник данных	Порядок измерений	Периодичность мониторинга	Процедуры обеспечения и контроля качества	Комментарии
				быть выполнены следующие измерения: количество электроэнергии, поставляемой проектной станцией/установкой в электросеть и количество электроэнергии, поставляемой на проектную станцию/установку из электросети			
$EG_{СНЭБ/ВСНЭ,y}$	МВт · ч/год	Количество электроэнергии, которой был заряжен СНЭБ или ВСНЭ вырабатывала водород с использованием электроэнергии от электросети или от резервного генератора, работающего на ископаемом топливе в рамках проектной деятельности в год *y*	Счетчик(и) электроэнергии	Измерения следует проводить в соответствии с национальными или международными стандартами. Необходимо фиксировать все случаи, когда СНЭБ заряжается или получение водорода на ВСНЭ происходит с использованием электроэнергии из электросети или от резервного генератора, работающего на ископаемом топливе	Непрерывный мониторинг, измерения каждый час, минимум ежемесячные записи	—	Зарядка от электросети или резервного электрогенератора на ископаемом топливе не должна составлять более 2 % от электроэнергии, произведенной проектной ЭС на ВИЭ за период мониторинга
$EF_{grid,CM,y}$	т $CO_{2\text{-экв.}}$/ МВт · ч	Коэффициент выбросов CO_2 от энергосистемы в год *y* (сетевой коэффициент выбросов)	Значения, предоставляемые поставщиком(ами) электроэнергии, или иные источники данных в зависимости от используемого способа определения параметра (см. приложение Б)	Рассчитывается в зависимости от используемого способа определения параметра (см. приложение Б), может быть не применимо	Ежемесячно или в соответствии с графиком закупки электроэнергии	—	См. методические указания, изложенные в приложении Б, [12]

Приложение Е
(справочное)

Расчет выбросов CO_2 по проектам и/или утечек в результате сжигания ископаемого топлива

В настоящем приложении описаны процедуры расчета выбросов CO_2 по проектам и/или утечек в результате сжигания ископаемого топлива. Его можно использовать в тех случаях, когда выбросы CO_2 от сжигания ископаемого топлива рассчитываются на основе объема сожженного топлива и его характеристик. При использовании методики расчета необходимо указать тип процесса сжигания *j*, к которому применяется это приложение.

Выбросы CO_2 от сжигания ископаемого топлива в процессе *j* в течение года *y*, $PE_{FC,j,y}$, т CO_2/год рассчитывают на основе объема сжигаемого топлива и коэффициента выбросов CO_2 для этих видов топлива следующим образом:

$$PE_{FC,j,y}=\sum_i FC_{i,j,y} \cdot COEF_{i,y}, \quad (E.1)$$

где $FC_{i,j,y}$ — объем топлива типа *i*, сожженного в процессе *j* в течение года *y*, единица массы или объема/год;

$COEF_{i,y}$ — коэффициент выбросов CO_2 топлива типа *i* в году *y*, т CO_2/единица массы или объема;

i — тип топлива, сожженного в процессе *j* в течение года *y*.

Коэффициент выбросов CO_2 $COEF_{i,y}$ может быть рассчитан с использованием одного из следующих двух вариантов. Вариант А должен быть предпочтительным подходом при наличии необходимых данных.

Вариант А. Коэффициент выбросов CO_2 от использования топлива типа *i* в год *y*, $COEF_{i,y}$, т CO_2/единица массы или объема, рассчитывают на основе полного анализа ископаемого топлива типа *i*, используя следующий подход.

Если $FC_{i,j}$ измеряется в единице массы:

$$COEF_{i,y} = w_{C,i,y} \cdot \frac{44}{12}. \quad (E.2)$$

Если $FC_{i,j,y}$ измеряется в единице объема:

$$COEF_{i,y}=w_{C,i,y} \cdot \rho_{i,y} \cdot \frac{44}{12}, \quad (E.3)$$

где $w_{C,i,y}$ — массовая доля углерода в топливе типа *i* в год *y*, т С/единица масса топлива;

$\rho_{i,y}$ — плотность топлива типа *i* в год *y*, единица массы/единица объема топлива;

i — тип топлива, сожженного в процессе *j* в течение года *y*.

Вариант Б. Коэффициент выбросов CO_2 от использования топлива типа *i* в год *y*, $COEF_{i,y}$, т CO_2/единица массы или объема, рассчитывают на основе низшей теплотворной способности и коэффициента выбросов CO_2 топлива типа *i*, используя следующий подход:

$$COEF_{i,y} = NCV_{i,y} \cdot EF_{CO_2,i,y}, \quad (E.4)$$

где $NCV_{i,y}$ — средняя низшая теплотворная способность ископаемого топлива типа *i*, использованного в год *y*, ГДж/единицы массы или объема;

$EF_{CO_2,i,y}$ — средневзвешенный коэффициент выбросов CO_2 от топлива типа *i* в год *y*, т CO_2/ГДж;

i — тип топлива, сожженного в процессе *j* в течение года *y*.

Приложение Ж
(справочное)

Управление рисками

Таблица Ж.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 И
(справочное)

Оценка достоверности исходной/текущей базовой линии при продлении зачетного периода

В настоящем 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.

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

а) оценить соответствие текущей базовой линии актуальным обязательным национальным и/или отраслевым мерам и законодательству.

Если текущая базовая линия не соответствует актуальным обязательным национальным и/или отраслевым мерам и законодательству, тогда текущая базовая линия должна быть обновлена для последующего зачетного периода;

б) оценить влияние обстоятельств.

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

в) оценить возможность 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 учет сокращений выбросов должен быть ограничен периодом до прекращения работы оборудования базовой линии;

г) оценить достоверность 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 И.2.

И.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 И.1) показало, что текущая базовая линия нуждается в обновлении.

И.2.1 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, национальных стандартов и мер, действующих на момент подачи запроса на продление зачетного периода.

И.2.2 Обновление данных и параметров

Если выполнение пункта г) (пункт И.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 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 Российской Федерации 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 2022 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. Игглстона, 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] РД 34.09.101 Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении

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

[17] 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 *М.И. Першина*
Компьютерная верстка *А.Н. Золотаревой*

Сдано в набор 18.03.2025. Подписано в печать 20.03.2025. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 5,12. Уч.-изд. л. 4,10.

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