ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 72558— 2026

Система стандартов реализации климатических проектов

МЕТОДОЛОГИИ КЛИМАТИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ, РЕАЛИЗУЕМЫХ В ЦЕЛЯХ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ МЕЖДУНАРОДНОГО СОТРУДНИЧЕСТВА: ПРОЕКТЫ, РЕАЛИЗУЕМЫЕ В ЦЕЛЯХ КОМПЕНСАЦИИ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ ОТ МЕЖДУНАРОДНЫХ ПОЛЕТОВ

Методология климатического проекта по маломасштабной генерации электроэнергии из возобновляемых источников для прямых поставок потребителю и/или в энергосистему

Издание официальное

Москва
Российский институт стандартизации
2026

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 27 февраля 2026 г. № 176-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», 2026

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 . . . 2
3 Термины, определения и сокращения . . . 2
3.1 Термины и определения . . . 2
3.2 Сокращения . . . 5
4 Основные положения . . . 5
4.1 Область применения методологии . . . 5
4.2 Условия применения методологии в отношении различных видов проектной деятельности . . . 6
4.3 Границы проекта . . . 8
5 Требования к срокам выполнения проекта . . . 9
6 Дополнительность . . . 9
6.1 Общие положения . . . 9
6.2 Подход к анализу общей практики в рамках обоснования дополнительности . . . 9
6.3 Дополнительные положения . . . 9
7 Определение базовой линии . . . 10
7.1 Общие положения . . . 10
7.2 Сценарий базовой линии . . . 10
7.3 Расчет выбросов базовой линии . . . 11
7.4 Реализация принципа «ниже уровня «бизнес как обычно» . . . 14
8 Требования к плану мониторинга . . . 15
9 Проектный сценарий . . . 15
9.1 Выбросы от сжигания ископаемого топлива $PE_{FF,y}$ . . . 16
9.2 Выбросы от геотермальных электростанций $PE_{GP,y}$ . . . 16
9.3 Выбросы от зарядки батарейной системы накопления энергии или электролиза воды водородной системы накопления энергии с использованием электроэнергии из электрической сети или от резервного электрогенератора на ископаемом топливе $PE_{СНЭБ/ВСНЭ,y}$ . . . 17
10 Оценка выбросов от утечек проектной деятельности . . . 18
10.1 Идентификация релевантных типов утечек . . . 18
10.2 Предотвращение и минимизация утечек . . . 18
10.3 Мониторинг утечек . . . 19
10.4 Количественная оценка утечек . . . 19
11 Оценка результата реализации климатического проекта и порядок количественного определения углеродных единиц, подлежащих выпуску в обращение . . . 20
12 Управление рисками . . . 20
13 Оценка неопределенности . . . 21
14 Исключение дублирования учета . . . 21
15 Обеспечение отсутствия негативных социальных и экологических эффектов от реализации проекта . . . 21
15.1 Общие требования . . . 21
15.2 Форма отчетности . . . 21
15.3 Дополнительные указания . . . 21
16 Обеспечение вклада проекта в достижение устойчивого развития и национальных целей социально-экономического развития Российской Федерации . . . 21
Приложение А (справочное) Рекомендуемый подход для определения коэффициента выбросов от энергосистемы (сетевого коэффициента выбросов) . . . 22
Приложение Б (справочное) Рекомендуемый подход для определения коэффициента косвенных энергетических выбросов в случае прямых поставок электроэнергии . . . 24
Приложение В (справочное) Показатели и параметры мониторинга . . . 25
Приложение Г (справочное) Управление рисками . . . 35
Библиография . . . 36

Введение

Практика реализации климатических проектов сформировалась в период действия Киотского протокола. Впоследствии она получила развитие в рамках национальных юрисдикций (например, China Certified Emission Reductions и др.), а также в рамках частных программ по парниковым газам (например, Verified Carbon Standard, Gold Standard, Global Carbon Council и др.). В настоящее время Парижское соглашение, участником которого является Российская Федерация, предусматривает в том числе рыночные механизмы смягчения изменения климата и передачу на международном уровне результатов реализации мероприятий по предотвращению изменения климата. Кроме того, Международная организация гражданской авиации (ИКАО) установила стандарты и рекомендуемую практику в рамках системы компенсации и сокращения выбросов углерода для международной авиации (Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation, CORSIA), реализация которых осуществляется государствами в отношении эксплуатантов воздушных судов. Таким образом, рыночные механизмы поддержки проектов по сокращению (предотвращению) выбросов парниковых газов (ПГ) и/или их поглощению 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, учет рисков утечек и высвобождения парниковых газов, исключение дублирования учета, содействие достижению целей устойчивого развития. Высокое качество климатических проектов и прозрачность процесса их реализации являются основным условием их конкурентоспособности на рынке углеродных единиц.

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

Комплекс национальных стандартов «Система стандартов реализации климатических проектов» основывается на лучших международных практиках, выработанных различными программами выпуска углеродных единиц.

Целями указанного комплекса являются:

- оказание содействия государственным и частным компаниям, промышленным предприятиям в сокращении выбросов ПГ в рамках проектов, реализуемых в соответствии с [1];
- обеспечение качества углеродных единиц, выпускаемых в рамках российской системы реализации климатических проектов и выпуска углеродных единиц;
- повышение прозрачности процесса реализации климатических проектов;
- достижение целей устойчивого развития как на национальном, так и на корпоративном уровне, в частности ЦУР № 13 «Принятие срочных мер по борьбе с изменением климата и его последствиями».

Стандарты устанавливают методологии отдельных типов климатических проектов. Они направлены на унификацию требований к сбору, обработке и систематизации данных об изменении массы выбросов парниковых газов и/или поглощения парниковых газов и о высвобождении парниковых газов (при наличии), связанных с реализацией климатического проекта, к сохранению результатов реализации климатического проекта и оценке хода реализации климатического проекта, а также порядку количественного определения углеродных единиц, подлежащих выпуску в обращение.

Настоящий стандарт не предназначен для решения задач проектирования и эксплуатации энергосистем, электрических сетей и объектов электроэнергетики и применяет упрощенные модельные подходы к представлению электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики, необходимые и достаточные для целей реализации и оценки результатов климатических проектов.

Настоящий стандарт разработан на основе методологии Института глобального климата и экологии им. академика Ю.А. Израэля (ИГКЭ) «Методика для проектов по генерации электроэнергии из возобновляемых источников для прямых поставок потребителю и/или в энергосеть малого масштаба».

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Система стандартов реализации климатических проектов

МЕТОДОЛОГИИ КЛИМАТИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ, РЕАЛИЗУЕМЫХ В ЦЕЛЯХ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ МЕЖДУНАРОДНОГО СОТРУДНИЧЕСТВА: ПРОЕКТЫ, РЕАЛИЗУЕМЫЕ В ЦЕЛЯХ КОМПЕНСАЦИИ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ ОТ МЕЖДУНАРОДНЫХ ПОЛЕТОВ

Методология климатического проекта по маломасштабной генерации электроэнергии из возобновляемых источников для прямых поставок потребителю и/или в энергосистему

System of standards for implementing climate projects.
Methodologies for climate projects implemented for international cooperation:
projects implemented to compensate greenhouse gas emissions from international flights.
Methodology for a climate project on small-scale renewable electricity generation
for direct supply to consumers and/or to the power grid

Дата введения — 2026—09—01
с правом досрочного применения

1 Область применения

Настоящий стандарт устанавливает методологию, предназначенную для климатических проектов по маломасштабной (общая суммарная мощность генерирующих установок до 30 МВт включительно) генерации электроэнергии из возобновляемых источников для прямых поставок конечному потребителю[1)] и/или в энергосистему.

Методология соответствует типу проекта без риска высвобождения.

Настоящий стандарт применяется в рамках системы стандартов реализации климатических проектов, включающих методологии климатических проектов, реализуемых в целях осуществления международного сотрудничества в области ограничения выбросов парниковых газов: проекты, реализуемые в целях компенсации выбросов парниковых газов от международных полетов.

Установленная в настоящем стандарте методология 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].

Настоящий стандарт предназначен для применения исполнителями проектов и органами по валидации и верификации парниковых газов (ОВВПГ).

Соответствие требованиям настоящего стандарта может быть заявлено при выполнении всех его требований.

Проекты, реализуемые в соответствии с настоящим стандартом, относятся к виду экономической деятельности по ОКВЭД 2 ОК 029:

35.1 — «Производство, передача и распределение электроэнергии».

[1)] В контексте настоящего стандарта термин «прямые поставки конечному потребителю» относится к электричеству (или энергии), которое вырабатывается на проекте и потребляется указанным конечным потребителем (пользователем), а не поступает в публичную сеть.

Издание официальное

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие документы:

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

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 72555—2026 Система стандартов реализации климатических проектов. Методологии климатических проектов, реализуемых в целях осуществления международного сотрудничества: проекты, реализуемые в целях компенсации выбросов парниковых газов от международных полетов. Руководящие указания по разработке методологий климатических проектов

ГОСТ Р ИСО 14064-1 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

ОК 029 (КДЕС) Общероссийский классификатор видов экономической деятельности (ОКВЭД 2)

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов (классификаторов) в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный документ, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого документа с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого документа с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины, определения и сокращения

3.1 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ Р 71977, ГОСТ Р 71978, ГОСТ Р 72555 и 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.

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

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

3.1.2

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

[[3], статья 3]

Примечание — В настоящем стандарте рассматривается только проектная деятельность, связанная с использованием таких возобновляемых источников энергии, как энергия солнца, ветра, воды, энергия приливов, геотермальная энергия.

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

Примечание — При капитальном ремонте оборудования, который выполняется для восстановления исправности и полного или близкого к полному ресурса объекта с заменой или восстановлением любых его частей, может производиться полная разборка агрегата, ремонт базовых и корпусных деталей и узлов, замена или восстановление всех изношенных деталей и узлов на новые и более современные, сборка, регулирование и испытание агрегата. При проведении капитального ремонта оборудования не должно изменяться его функциональное назначение. Целью капитального ремонта оборудования является восстановление его технико-экономических характеристик до значений, близких к проектным [5].

3.1.4

малая гидроэлектростанция; малая ГЭС; МГЭС: Гидроэлектростанция с установленной мощностью более 100 до 50 000 кВт включительно.

[ГОСТ Р 51238—2025, статья 2.11]

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

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

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

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

3.1.9 **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.

Примечание — 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.

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

3.1.11 **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.

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

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

3.1.13

установленная генерирующая мощность (installed capacity, rated capacity): Электрическая мощность, с которой объект по производству электрической энергии, генерирующее оборудование объекта по производству электрической энергии могут работать без ограничения по длительности такой работы при номинальных параметрах и (или) в нормальных условиях, определенных в соответствии с нормативными правовыми актами Российской Федерации в сфере электроэнергетики.

[[3], статья 3]

3.1.14

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.

[[3], статья 3]

3.1.15

изолированная энергосистема: Энергосистема, не имеющая электрических связей для параллельной работы с другими энергосистемами.

[ГОСТ 21027—2021, статья 5]

3.1.16

квалифицированный генерирующий объект (eligible generating facility): Генерирующий объект, в отношении которого по итогам квалификации генерирующего объекта установлено, что такой генерирующий объект функционирует на основе использования возобновляемых источников энергии и (или) является низкоуглеродным генерирующим объектом, соответствует иным критериям квалификации, а также осуществлено отнесение его к возобновляемой генерации и (или) низкоуглеродной генерации и к одной или нескольким квалификационным категориям.

[[3], статья 3]

3.1.17

атрибуты генерации (generation attributes): Права, связанные с характеристиками процесса производства электрической энергии на квалифицированном генерирующем объекте и со сведениями о таком генерирующем объекте и выработке им электрической энергии, позволяющие обладателю этих прав совершать действия, предусмотренные [3], в отношении определенного количества электрической энергии.

[[3], статья 3]

3.1.18 **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.

3.2 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

ВИЭ — возобновляемые источники энергии;
ВСНЭ — водородная система накопления энергии;
ВЭС — ветроэлектрическая электростанция;
ГеоТЭС — геотермальная электростанция;
ГЭС — гидроэлектростанция;
МГЭИК — Межправительственная группа экспертов по изменению климата;
МЭА — Международное энергетическое агентство;
СНЭБ — батарейная система накопления энергии;
СЭС — солнечная электростанция;
ТЭС — тепловая электростанция;
ЦУР — цели устойчивого развития;
ЭС — электростанция.

4 Основные положения

4.1 Область применения методологии

Методология, установленная в настоящем стандарте, применима для проектов по производству электроэнергии из возобновляемых источников для поставки ее конечным потребителям и/или в энергосистему. Ключевые элементы методологии приведены в таблице 1.

Таблица 1 — Ключевые элементы методологии

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

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

4.2 Условия применения методологии в отношении различных видов проектной деятельности

Методология применима к проектной деятельности по производству электроэнергии из ВИЭ, предусматривающей поставку электроэнергии конечному потребителю(ям) и/или в энергосистему.

Методология, изложенная в настоящем стандарте, охватывает следующие виды деятельности:

а) строительство новых электростанций;

б) капитальный ремонт, реконструкция, модернизация или увеличение установленной мощности на существующих электростанциях;

в) внедрение СНЭБ или ВСНЭ на новой электростанции или внедрение СНЭБ или ВСНЭ на существующей солнечной, фотоэлектрической или ветряной электростанции.

Методология применима, если наиболее вероятным сценарием базовой линии[1)] является сценарий, в соответствии с которым потребители будут получать электроэнергию из одного или нескольких источников, перечисленных ниже:

а) единой энергетической системы России;

б) автономной электростанции, работающей на ископаемом топливе[2)];

в) изолированной энергосистемы.

4.2.1 Применимость в отношении конкретных технологий ВИЭ-генерации

Настоящая методология применима к проектной деятельности в отношении следующих видов ВИЭ-генерации:

1) фотоэлектрические электростанции;

2) приливные и волновые электростанции;

3) гидроэлектростанции;

4) ветряные электростанции;

5) геотермальные электростанции.

4.2.2 Применимость в отношении МГЭС

МГЭС соответствуют требованиям, если выполняется хотя бы одно из следующих условий:

а) проектная деятельность осуществляется на существующем водохранилище без изменения объема водохранилища[3)];

б) для проектной деятельности, связанной со строительством новой МГЭС, не требуется строительства плотины или затопления территории[4)].

4.2.3 Применимость в отношении проектов с интеграцией СНЭБ и ВСНЭ

Настоящая методология применима к проектной деятельности, в рамках которой могут быть внедрены технологии СНЭБ или ВСНЭ[5)] для новых электростанций возобновляемой энергетики или существующих СЭС и ВЭС.

В случае ВСНЭ должна быть внедрена технология получения водорода путем электролиза воды с использованием резервной электрической энергии, вырабатываемой электростанцией возобновляемой энергетики. Водород может храниться в сжатом или связанном в твердой фазе виде, а выработка электроэнергии может осуществляться с помощью электрохимических генераторов (топливных элементов) или установок для сжигания водорода.

[1)] Подтверждается в соответствии с процедурами раздела 5.

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

[3)] Данный вид деятельности возможен для проектов, связанных с капитальным ремонтом, реконструкцией, модернизацией/техническим перевооружением или увеличением мощности существующей электростанции.

[4)] То есть строительство малой гидроэлектростанции позволяет преобразовывать энергию воды без строительства плотины и затопления территории.

[5)] В настоящей методологии система накопления энергии рассматривается как источник электроэнергии, способный компенсировать в пределах накопленного в ней количества энергии дефицит генерирующих мощностей во время пикового спроса на электроэнергию, а затем восполнять количество выделяемой энергии, например посредством регулирования переменной выработки на ветроэлектростанции, сглаживания резких колебаний мощности, которые могут возникать в энергосистемах с большим количеством солнечной энергии, накопления энергии, вырабатываемой при падении нагрузки. Тип системы накопления энергии определяется исполнителем проекта на основе вариантов, разрешенных настоящей методологией.

Если проектная деятельность предполагает интеграцию СНЭБ или ВСНЭ, то методология применима к проектной деятельности по производству электроэнергии из ВИЭ с поставкой электроэнергии конечным потребителям, которые:

а) интегрируют СНЭБ/ВСНЭ на новой электростанции возобновляемой энергетики;

б) интегрируют СНЭБ/ВСНЭ наряду с реализацией дополнительных мощностей на существующей СЭС или ВЭС;

в) интегрируют СНЭБ/ВСНЭ в существующую СЭС или ВЭС без внесения каких-либо других изменений в существующую станцию;

г) интегрируют СНЭБ/ВСНЭ наряду с осуществлением капитального ремонта, реконструкции или модернизации/переоснащения существующей СЭС или ВЭС.

В случае новой проектной деятельности исполнитель проекта должен продемонстрировать, что СНЭБ или ВСНЭ являются неотъемлемой частью проектной деятельности по ВИЭ[1)].

Данный вид проектной деятельности предполагает, что СНЭБ будет заряжаться за счет электроэнергии или же ВСНЭ будет использовать для электролиза электроэнергию, вырабатываемую соответствующими электростанциями возобновляемой энергетики. В ситуациях, когда проект предполагает использование резервного электрогенератора[2)] (использующего ископаемое топливо или электроэнергию из сети) в дополнение к СНЭБ или ВСНЭ или вместо них, следует учитывать соответствующие выбросы ПГ от резервного электрогенератора[3)] (выбросы от сжигания ископаемого топлива или от сети). В соответствующих случаях выбросы ПГ должны учитываться как проектные в соответствии с требованиями раздела 9.

Зарядка СНЭБ с использованием сети или резервного генератора на ископаемом топливе, а также использование электроэнергии из сети или резервного генератора для электролиза воды для ВСНЭ не должны превышать 2 % от количества электроэнергии, вырабатываемой проектной установкой возобновляемой энергетики в течение периода мониторинга[4)]. В течение периодов времени, когда СНЭБ/ВСНЭ потребляет более 2 % электроэнергии для зарядки или электролиза воды, исполнитель проекта не имеет права выпускать углеродные единицы за соответствующие периоды в течение периода мониторинга. Это должно быть прозрачно отражено в сведениях о проекте.

4.2.4 Исключения из области применения методологии

Настоящая методология не применима для следующих видов проектной деятельности:

а) комбинированная выработка тепла и электроэнергии (когенерации);

б) производство энергии из возобновляемой биомассы.

4.2.5 Ограничение установленной мощности

Методология применима для проектов, в рамках которых установленная мощность объектов ВИЭ-генерации не превышает 30 МВт включительно.

В случае проектной деятельности, которая предполагает увеличение установленной мощности ВИЭ-генерации на существующем объекте, добавленная установленная мощность энергоблоков, добавленных в рамках проекта, должна быть не более 30 МВт включительно и физически отличаться[5)] от существующих энергоблоков.

В случае капитального ремонта или модернизации/технического перевооружения общая мощность отремонтированного или замененного объекта не должна превышать предельного значения в 30 МВт включительно.

[1)] Например, посредством ссылки на технико-экономические обоснования или документы, подтверждающие инвестиционные решения.

[2)] Например, для обеспечения резервного электроснабжения на случай если электростанция возобновляемой энергетики, СНЭБ или ВСНЭ не обеспечат необходимый уровень выработки электроэнергии.

[3)] Резервный генератор в контексте методологии — это генератор, который обеспечивает бесперебойное электроснабжение в чрезвычайных ситуациях. Резервный генератор нельзя использовать для зарядки СНЭБ или электролиза воды для получения водорода для ВСНЭ в случае неблагоприятных погодных условий.

[4)] Ограничение в 2 % сохранено в методологии с целью обеспечения соответствия международной практике. Использование более 2 % электроэнергии, вырабатываемой за счет сжигания ископаемого топлива или из сети с помощью СНЭБ или ВСНЭ, противоречит цели снижения углеродоемкости вырабатываемой электроэнергии.

[5)] Физически отличающиеся энергоблоки — это энергоблоки, которые способны вырабатывать электроэнергию без использования существующих энергоблоков и которые непосредственно не влияют на механические, тепловые или электрические характеристики существующей установки.

Если при увеличении установленной мощности добавляются как оборудование, использующее ВИЭ, так и оборудование, использующее ископаемое топливо для выработки электроэнергии[1)], то предел в 30 МВт включительно, который отвечает требованиям, применяется только к оборудованию, использующему ВИЭ.

В случае увеличения установленной мощности, капитального ремонта, реконструкции или модернизации/технического перевооружения МГЭС или геотермальной электростанции коммерческая эксплуатация существующей электростанции должна начаться не менее чем за пять лет до начала проекта. Это минимальный исторический период, используемый для расчета выбросов базовой линии. Кроме того, в течение этого периода (между началом минимального исторического периода и реализацией проектной деятельности) не должны были проводиться работы по увеличению установленной мощности, капитальному ремонту, модернизации или реконструкции электростанции.

4.3 Границы проекта

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

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

Таблица 2 — Источники выбросов парниковых газов, включенные в/исключенные из границ(ы) проекта

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

Для преобразования отличных от CO_2 ПГ в тонны эквивалента CO_2 (т CO_2-экв.) необходимо использовать значения потенциала глобального потепления (GWP) согласно [6].

---

1) Например, ветряная/дизельная установка.

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

5 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 наилучшим доступным технологиям. Зачетный период не должен превышать непрерывно пять лет с возможностью последующего продления не более двух раз на периоды не более пяти лет подряд или не должен превышать непрерывно 10 лет без возможности продления.

В случае изменения зачетного периода и/или изменения сведений о проекте процедура валидации в отношении проекта проводится повторно.

Дополнительность и базовая линия подлежат оценке на момент принятия решения по реализации проекта и подтверждаются и/или пересматриваются на момент начала нового зачетного периода, в случае его продления.

6 Дополнительность

6.1 Общие положения

Исполнитель проекта должен обосновать дополнительность проектной деятельности в соответствии с ГОСТ Р 72555—2026 (пункт 5.2.1).

6.2 Подход к анализу общей практики в рамках обоснования дополнительности

6.2.1 Определение единицы измерения

Для анализа распространенной практики необходимо использовать в качестве единицы измерения установленную мощность объекта генерации, выраженную в МВт.

6.2.2 Определение перечня сопоставимых проектов

К числу сопоставимых проектов относятся, если деятельность на них:

а) реализуется в пределах географической зоны, определенной по результатам предварительного этапа;

б) может быть охарактеризована той же единицей измерения, что и практика, применяемая в проектном сценарии, — МВт установленной мощности;

в) относится к тому же виду экономической деятельности в соответствии с ОКВЭД 2 ОК 029 (35.1 — «Производство, передача и распределение электроэнергии»);

г) создает товары или услуги сопоставимого качества, свойств и областей применения, как и объект, на котором реализуется проектная деятельность, — обеспечивает производство электроэнергии для поставок конечному потребителю и/или в энергосистему;

д) вошла в стадию коммерческой эксплуатации до даты начала проектной деятельности.

В перечень не включаются проекты, зарегистрированные в качестве климатических проектов в реестре, а также сам проект, в отношении которого проводится оценка дополнительности.

6.2.3 Определение отличающихся характеристик для составления перечня аналогичных проектов

В качестве характеристики, по которой проекты, осуществляющие деятельность, аналогичную проектному сценарию (далее — аналогичные проекты), отличаются от прочих сопоставимых проектов, необходимо рассматривать следующий критерий — источник энергии (например, энергия ветра, солнца и др.).

6.3 Дополнительные положения

Существующие меры и государственные программы (включая программы договора о предоставлении мощности), актуальные для данной проектной деятельности, должны быть четко указаны в сведениях о проекте и включены в оценку дополнительности.

В случае строительства новой ЭС («электростанция с нуля») или капитального ремонта существующей СЭС или ВЭС со СНЭБ/ВСНЭ для инвестиционного анализа исполнитель проекта должен

использовать максимально возможный тариф, который он может получить, поставляя электроэнергию, и/или тарифы, установленные в соответствии с законодательством Российской Федерации[1)].

7 Определение базовой линии

7.1 Общие положения

Базовая линия представляет собой описание и обоснование прогнозируемого результата количественной оценки выбросов и/или поглощений ПГ при отсутствии проекта.

Базовая линия должна быть реалистичной, достоверной и консервативной. При ее определении и расчете выбросов должны применяться консервативные допущения, исключающие завышение результатов проекта. Исходные данные и допущения подлежат раскрытию.

Сокращение выбросов и/или увеличение поглощений ПГ рассчитывается путем сравнения фактических выбросов и/или поглощений в ходе зачетного периода с базовой линией.

7.2 Сценарий базовой линии

7.2.1 Подход к определению сценария базовой линии

Для определения базовой линии в проектах, реализуемых в соответствии с настоящим стандартом, должен применяться подход, основанный на существующих фактических или исторических выбросах ПГ.

Применение данного подхода является обоснованным ввиду ограниченной доступности репрезентативных и сопоставимых данных об интенсивности выбросов ПГ и показателях эффективности альтернативных технологий генерации, которые могли бы быть реализованы в аналогичных условиях. Кроме того, интенсивность выбросов ПГ, в особенности в случае прямых поставок или в изолированных энергосистемах, существенно зависит от региональных факторов, включая структуру локального энергобаланса, технические характеристики сетевой инфраструктуры и режимы эксплуатации генерирующих мощностей.

7.2.2 Обоснование базовой линии

Исполнитель проекта должен обосновать выбор сценария базовой линии в соответствии с ГОСТ Р 72555—2026 (подпункт 6.2.4.2).

7.2.2.1 Дополнительные указания для анализа правдоподобных альтернатив

Общие требования к минимальному набору альтернативных сценариев для анализа установлены в ГОСТ Р 72555—2026 (подпункт 5.2.1.1, б)).

Для соответствия условиям применимости методологии исполнитель проекта должен обосновать (в соответствии с требованиями ГОСТ Р 72555—2026 (подпункт 6.2.4.2), что сценарий базовой линии соответствует вариантам, описанным далее.

а) Сценарий базовой линии для новых электростанций

Если проектный сценарий представляет собой строительство новой ЭС со СНЭБ/ВСНЭ или без, то исполнитель проекта должен обосновать, что в сценарии базовой линии электроэнергия, поставляемая конечным потребителям или в энергосистему в результате проектной деятельности, в противном случае вырабатывалась бы за счет одного или нескольких источников генерации электроэнергии, указанных в 4.2.5.

б) Сценарий «базовой линии в случае увеличения установленной мощности существующей электростанции на ВИЭ, или внедрения СНЭБ/ВСНЭ в существующую СЭС или ВЭС

Если проектный сценарий представляет собой увеличение установленной мощности существующей ЭС на ВИЭ со СНЭБ/ВСНЭ или без, 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, исполнитель проекта должен обосновать, что сценарием базовой линии будет продолжение эксплуатации существующего объекта, который продолжил бы поставлять электроэнергию на исторических уровнях до того момента, когда он был бы отремонтирован или модернизирован, а электроэнергия, поставляемая за счет добавленной мощности,

---

[1)] Установление цен (тарифов) и/или предельных уровней проводится регулирующими органами в соответствии с целями и принципами государственного регулирования, предусмотренными [3] и нормативными правовыми актами, в том числе устанавливающими правила функционирования оптового и розничных рынков, например [7], [8].

в противном случае вырабатывалась бы за счет одного или нескольких источников генерации электроэнергии, указанных в 4.2.5. Срок действия сценария базовой линии должен быть ограничен обоснованным сроком планового капитального ремонта или модернизации оборудования, эксплуатируемого до начала реализации проекта.

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

В данном случае исполнитель проекта должен обосновать, что наиболее вероятным сценарием базовой линии является продолжение эксплуатации существующего объекта с объемом выработки электроэнергии, соответствующим историческому уровню выработки до реализации проекта. Срок действия такого сценария базовой линии должен быть ограничен датой, на которую были запланированы (или с высокой вероятностью произошли бы) мероприятия по капитальному ремонту, реконструкции или модернизации/техническому перевооружению в отсутствие деятельности по проекту.

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

Если проектный сценарий предусматривает капитальный ремонт существующей СЭС или ВЭС одновременно с внедрением СНЭБ/ВСНЭ, реализация проекта обеспечит возможность поставки дополнительного объема электроэнергии конечным потребителям с использованием той же существующей генерирующей мощности. Это позволит повысить коэффициент загрузки ЭС в течение года и даст возможность поставлять конечным потребителям и/или в энергосистему больше электроэнергии от СЭС или ВЭС в рамках проектного сценария по сравнению с ситуацией до установки СНЭБ/ВСНЭ. В данном случае исполнитель проекта должен обосновать, что наиболее вероятным сценарием базовой линии будет замещение эквивалентного объема производства электроэнергии из одного или нескольких источников генерации электроэнергии, указанных в 4.2.5.

Остальные элементы сценария базовой линии определяются так же, как и в случае капитального ремонта, реконструкции или модернизации/технического перевооружения существующей ЭС, описанного в в).

7.3 Расчет выбросов базовой линии

В связи с использованием подхода, основанного на существующих фактических или исторических выбросах, расчет выбросов базовой линии выполняется с применением методов:

а) на основе исторических данных объекта и/или территории реализации мероприятий проекта;

б) на основе данных контрольных групп;

в) на основе справочных данных и коэффициентов.

7.3.1 Вариант 1

В случае поставки электроэнергии конечным потребителям от изолированной энергосистемы, в которой все генераторы используют исключительно ископаемое топливо, базовый уровень выбросов — это годовой объем электроэнергии, вырабатываемой генерирующей установкой на ВИЭ, умноженный на коэффициент выбросов для современной генерирующей установки соответствующей мощности, работающей при оптимальной нагрузке на ископаемом топливе того вида, который наиболее распространен в регионе реализации климатического проекта. Расчет выбросов должен производиться в соответствии с [9] (приложение 2, раздел 1 — учитывается сжигание соответствующего вида топлива).

7.3.2 Вариант 2

Выбросы базовой линии для других источников генерации электроэнергии, указанных в 4.1, отличных от энергосистемы или энергосистемы, описанной в 7.3.1, включают только выбросы CO_2 от производства электроэнергии на ЭС, которые были замещены в связи с проектной деятельностью. Выработка электроэнергии изолированной энергосистемой в рамках данного варианта также возможна (например, в случае генерации электроэнергии в системе как за счет сжигания ископаемого топлива, так и за счет ВИЭ).

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

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

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

$EF_{CO_2\text{-экв.},y}$ — коэффициент выбросов CO_2, т CO_2-экв./МВт · ч.

Если в базовом сценарии получение электроэнергии потребителями происходит за счет энергосистемы, то рекомендуется использовать подход для определения сетевого коэффициента выбросов приведенный в приложении А. В случае прямых поставок электроэнергии потребителю рекомендуется использовать подход для определения коэффициента косвенных энергетических выбросов из приложения Б. Для базового сценария, предусматривающего получение электроэнергии от автономной углеродоемкой ЭС, работающей на ископаемом топливе, коэффициент базовых выбросов должен рассчитываться в соответствии с методическими указаниями из [9] (приложение 2, раздел 1 — учитывается сжигание соответствующего вида топлива). Для изолированной энергосистемы, отличной от описанной в варианте 1, коэффициент выбросов определяется как средневзвешенные выбросы для текущего состава генерации (см. приложение А).

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

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

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

7.3.3.1 Для новой электростанции («электростанция с нуля»)

Если проектной деятельностью является строительство новой ЭС со СНЭБ/ВСНЭ или без СНЭБ/ВСНЭ, то

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

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

7.3.3.2 Увеличение мощности солнечных, ветроэлектрических, волновых или приливных электростанций

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

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

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

7.3.3.3 Увеличение мощности МГЭС или геотермальных электростанций

В случае МГЭС или геотермальных ЭС добавление новых ЭС/энергоблоков может существенно повлиять на выработку электроэнергии существующими ЭС. Например, новая гидротурбина, установ-

---

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Этот параметр не применяется к проектам по реконструкции.

Определение $EG_{historical}$

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

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

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

б) временной интервал с календарного года, следующего за $DATE_{hist}$, вплоть до последнего календарного года, предшествующего реализации проекта, при условии, что этот промежуток времени

включает по крайней мере три календарных года (в случае МГЭС пять лет), где $DATE_{hist}$ — временной интервал между:

1) вводом в эксплуатацию ЭС/энергоблока;

2) если применимо: последним увеличением мощности ЭС/энергоблока; или

3) если применимо: последним капитальным ремонтом или реконструкцией ЭС/энергоблока.

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

Определение $DATE_{BaselineOverhaul}$

Чтобы оценить момент времени, когда существующее оборудование потребуется заменить/модернизировать/отремонтировать в отсутствие проектной деятельности $DATE_{BaselineOverhaul}$, исполнитель проекта должен учитывать фактическое состояние конкретного используемого оборудования, оценка которого должна подтверждаться независимой технической экспертизой.

7.3.4 Указания в отношении допустимого отклонения расчетов выбросов базовой линии

На этапе разработки проекта для оценки базовой линии могут использоваться исторические или прогнозные значения параметров. На этапе подготовки отчета о реализации проекта расчет выбросов базовой линии должен быть актуализован с учетом фактических данных там, где это предусмотрено в соответствии с указаниями 7.3.

Такая корректировка, если она включает лишь замену исторических или прогнозных параметров на фактические значения, не считается существенным изменением, требующим повторной оценки соответствия проекта климатическому проекту.

7.4 Реализация принципа «ниже уровня «бизнес как обычно»

7.4.1 Определение сценария «бизнес как обычно»

Исполнитель проекта должен идентифицировать и количественно оценить консервативный сценарий «бизнес как обычно». Сценарий «бизнес как обычно» отражает наиболее вероятную ситуацию в отсутствие реализации проекта.

Исполнитель проекта должен определить сценарий «бизнес как обычно» путем обоснованного выбора из следующих альтернатив:

а) продолжение текущей ситуации (с учетом положений 7.2.2.1);

б) внедрение отличных от текущей ситуации экономически целесообразных мероприятий и/или технологий, предусматривающих модернизацию или замену оборудования, существовавшего до начала реализации проекта;

в) комбинированный вариант, предполагающий сочетание варианта а) на период остаточного срока эксплуатации оборудования, и варианта б) на последующий период.

Обоснование должно включать подтверждения, что выбранный сценарий был бы с наибольшей вероятностью реализован в отсутствие проектной деятельности.

7.4.2 Расчет выбросов и/или поглощений сценария «бизнес как обычно»

Расчет выбросов сценария «бизнес как обычно» осуществляется в соответствии с 7.3.

При количественной оценке необходимо учитывать возможные изменения, обусловленные государственными программами, утвержденными Правительством Российской Федерации, планами, схемами территориального планирования, схемами и программами развития, утвержденными федеральными органами исполнительной власти и органами исполнительной власти субъектов Российской федерации, по состоянию на дату принятия решения об осуществлении финансового обеспечения реализации мероприятий проекта.

7.4.3 Определение консервативного сценария «бизнес как обычно»

Процедура определения консервативного сценария «бизнес как обычно» должна быть определена в соответствии с ГОСТ Р 72555—2026 (приложение А).

7.4.4 Переоценка сценария «бизнес как обычно»

Процедура переоценки консервативного сценария «бизнес как обычно» в соответствии с 7.4.1—7.4.3 должна проводиться при каждом продлении зачетного периода, при изменении границ проекта и при существенном изменении структуры энергосистемы.

7.4.5 Обеспечение базовой линии ниже уровня «бизнес как обычно»

Для реализации принципа «ниже уровня «бизнес как обычно» и определения итогового значения базовой линии необходимо следовать указаниям ГОСТ Р 72555—2026 (пункты 6.4.6—6.4.10).

Примечание — Основные шаги включают корректировку расчета выбросов и/или поглощений базовой линии в сторону понижения, сравнение ее значений с консервативным расчетом выбросов сценария «бизнес как обычно», применение дополнительной корректировки базовой линии в сторону понижения в случае необходимости.

8 Требования к плану мониторинга

Исполнитель проекта должен разработать и выполнять план мониторинга, обеспечивающий достоверное отслеживание данных, необходимых для количественного определения выбросов ПГ, утечек, подтверждения отсутствия негативных социальных и экологических эффектов от реализации проекта и оценки вклада в достижение устойчивого развития и национальные цели.

Необходимо контролировать 100 % данных, если иное не указано в приложении В. 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.

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 сведениям о проекте. 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, предварительно фиксируемые и отслеживаемые в результате проектной деятельности, приведены в приложении В. При необходимости в течение зачетного периода исполнитель проекта может повысить периодичность мониторинга по не регулярно отслеживаемым параметрам.

Указания в отношении параметров мониторинга, связанных с оценкой утечек, подтверждением отсутствия негативных социальных и экологических эффектов от реализации проекта и оценки вклада в достижение устойчивого развития и национальные цели приводятся в соответствующих разделах.

9 Проектный сценарий

Исполнитель проекта должен описать мероприятия проекта (проектный сценарий) в составе сведений о проекте.

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

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

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

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

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

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

$PE_{\text{СНЭБ/ВСНЭ},y}$ — 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.

На этапе разработки проекта для оценки выбросов проектного сценария могут использоваться исторические или прогнозные значения параметров. На этапе подготовки отчета о реализации проекта расчет выбросов проектного сценария должен быть актуализирован с учетом фактических данных.

Такая корректировка, если она включает лишь замену исторических или прогнозных параметров на фактические значения, не считается существенным изменением, требующим повторной оценки соответствия проекта климатическому проекту.

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

Для проектной деятельности, в результате которой также используется ископаемое топливо для производства электроэнергии (установка имеет как возобновляемые компоненты системы, так и компоненты системы, работающие на ископаемом топливе), 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 они не превышают порог существенности в 5 %.

Если проектной документацией с учетом специфики объекта генерации предусмотрено в дополнение или вместо применения СНЭБ/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 $PE_{FF,y}$.

Расчет выбросов CO_2 от сжигания ископаемого топлива на месте реализации проекта $PE_{FF,y}$ должен производиться в соответствии с методическими указаниями, изложенными в [10].

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

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

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

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

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

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

[1)] В данном случае применимо следующее определение. Проектная документация — это 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 [11].

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

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

$PE_{GP,y}$ рассчитывают 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 рассчитывают по формуле

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

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

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

GWP_{CH_4} — потенциал глобального потепления CH_4, действительный для соответствующего периода, т CO_2-экв./т CH_4;

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

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

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

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

$PE_{steam,y}$ рассчитывают по формуле

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

В случае зарядки СНЭБ или получения водорода на ВСНЭ за счет выработки электроэнергии резервным электрогенератором, работающим на ископаемом топливе, соответствующий коэффициент проектных выбросов $EG_{СНЭБ/ВСНЭ,y}$ рассчитывают в соответствии с методическими указаниями, изложенными в [9] (приложение 2, раздел 1) с учетом объема сожженного вида топлива.

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

10 Оценка выбросов от утечек проектной деятельности

10.1 Идентификация релевантных типов утечек

На этапе разработки проекта исполнитель проекта обязан провести качественный анализ релевантных типов утечек, которые могут возникнуть на протяжении всего жизненного цикла проекта.

Для данного типа проектов релевантными могут являться утечки, связанные с заменой оборудования (включая оборудование электростанций на ископаемом топливе при их замене на ВИЭ, оборудование существующих ГЭС при их реконструкции или увеличении мощности, резервные дизель-генераторы, старые аккумуляторные батареи СНЭБ).

Выбросы, которые могут возникнуть в ходе строительства электростанций, а также выбросы, связанные с использованием ископаемого топлива (например, при добыче, переработке, транспортировке и т. д.), исполнитель проекта вправе считать как несущественные по умолчанию.

Иные виды утечек (рыночные, географические, экологические), в соответствии с международной практикой и условиями применимости методологии, также считаются несущественными по умолчанию ($L_y = 0$).

Если исполнитель проекта имеет сведения, что в конкретном случае иные виды утечек (рыночные, географические, экологические) все же могут возникнуть, он обязан включить соответствующий вид в оценку.

10.2 Предотвращение и минимизация утечек

Исполнитель проекта должен спланировать на этапе разработки проекта меры по предотвращению или минимизации утечек и реализовывать их в процессе проектной деятельности. Меры по предотвращению или минимизации утечки должны быть описаны и включены в план мониторинга утечек.

Если проектная деятельность предусматривает замену оборудования существующих объектов базовой линии, необходимо провести анализ возможных сценариев обращения с заменяемым оборудованием и обосновать отсутствие или наличие утечек вследствие его дальнейшего использования. Исполнитель проекта должен определить и задокументировать, что происходит с оборудованием, которое выводится из эксплуатации в рамках проектной деятельности.

Возможные сценарии обращения с заменяемым оборудованием включают:

- утилизацию: оборудование демонтируется, перерабатывается или утилизируется с разборкой на материалы, которые не могут быть использованы для аналогичных целей; в этом случае утечка отсутствует при наличии документального подтверждения (например, акта об утилизации, справки от организации, осуществившей демонтаж или переработку);
- консервацию (вывод из эксплуатации без последующего использования): оборудование сохраняется на складе или в резерве без намерения ввода в эксплуатацию; необходимо документально подтвердить факт консервации и отсутствие планов его повторного применения. Одним из доказательств могут являться заверения собственника оборудования/объекта, которые подтвердятся на этапе мониторинга. При наличии рисков последующего использования следует применять консервативный подход и учитывать потенциальные утечки;
- передачу, продажу или аренду оборудования третьим сторонам: если оборудование передается или реализуется другим организациям или физическим лицам, существует вероятность его повторного использования в аналогичной деятельности. В этом случае предполагается, что оборудование про-

должит функционировать и приведет к дополнительным выбросам, которые необходимо учитывать как утечки;

- вторичное использование в другой деятельности или на другой площадке исполнителем проекта: если оборудование продолжает эксплуатацию за пределами границ проекта, выбросы от его дальнейшего использования включаются в оценку утечек;
- модернизацию и частичное сохранение: если часть оборудования сохраняется и продолжает функционировать (например, вспомогательные элементы, двигатели, турбины, генераторы), утечки оцениваются пропорционально доле оборудования, остающегося в эксплуатации, и его ожидаемым выбросам.

При наличии задокументированных фактов, подтверждающих утилизацию, передачу, консервацию, продажу или иное обращение с оборудованием, эти данные должны быть включены в сведения о проекте и отчет о реализации проекта и использованы при оценке утечек.

В ситуациях, когда статус оборудования остается неопределенным или отсутствуют соответствующие подтверждающие документы, исполнитель проекта обязан применять консервативный подход, учитывающий возможность его повторного использования, а также оценивать потенциальные выбросы как возможные утечки.

10.3 Мониторинг утечек

Если утечки не могут быть предотвращены, исполнитель проекта должен проводить мониторинг идентифицированных утечек не реже, чем ежегодно, как минимум в соответствии с следующими параметрами мониторинга и способами сбора данных:

а) статус замененного оборудования (в соответствии с вариантами, указанными 10.2):
- источник данных: документальные доказательства (акты утилизации, договоры передачи и другие варианты в соответствии с 10.2);

б) часы эксплуатации переданного оборудования вне проекта (если применимо):
- источник данных: журналы эксплуатации, акты от нового владельца;

в) объем потребленного топлива переданным оборудованием (если применимо):
- источник данных: топливные чеки, журналы.

В случае необходимости исполнитель проекта должен самостоятельно определить дополнительные параметры и способы сбора данных, необходимые для количественной оценки утечек, и включить их в систему мониторинга.

10.4 Количественная оценка утечек

Если утечки не могут быть предотвращены, их масса подлежит количественной оценке:
- на этапе валидации — как прогнозируемая величина;
- в ходе реализации проекта — как фактическая, на основе данных мониторинга.

Количественная оценка осуществляется для релевантных типов утечек, выявленных в соответствии с 10.1.

Утечка может быть признана несущественной, если количественная оценка прогнозируемой утечки по данной категории показывает, что ее масса составляет менее 5 % от общей массы прогнозируемого сокращения выбросов и/или поглощения ПГ в результате проекта, но не более 5 % суммарно для всех исключаемых утечек.

Расчет утечек по категории «замена оборудования» осуществляют по формуле

$$L_y = L_{disposal,y} + L_{operation,y}, \quad (11)$$

где $L_{disposal,y}$ — выбросы от утилизации замененного оборудования, т CO_2-экв.;

$L_{operation,y}$ — выбросы от дальнейшей эксплуатации переданного оборудования вне проекта, т CO_2-экв.

Если оборудование хранится без эксплуатации — $L_y = 0$.

Выбросы от утилизации оборудования $L_{disposal,y}$ могут считаться несущественными по умолчанию в связи с их незначительным объемом. Однако если исполнитель проекта или ОВВПГ имеет основания полагать, что такие утечки могут иметь существенную массу, исполнитель проекта должен самостоятельно определить и обосновать подходящие методы количественной оценки, соответствующие международной практике.

Выбросы от дальнейшей эксплуатации рассчитывают по формуле

$$L_{operation,y} = FC_y \cdot NCV \cdot EF_{fuel}, \quad (12)$$

где FC_y — количество потребленного топлива замененным (переданным) оборудованием в году y, измеряется в единицах массы или объема, т или м^3/год;

NCV — низшая теплотворная способность топлива, ГДж/т или ГДж/м^3;

EF_{fuel} — коэффициент выбросов при сжигании данного вида топлива, т CO_2-экв./ТДж.

11 Оценка результата реализации климатического проекта и порядок количественного определения углеродных единиц, подлежащих выпуску в обращение

Результат реализации климатического проекта в год y, ER_y, т CO_2-экв./год рассчитывают по формуле

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

где BE_y — базовые выбросы в год y, т CO_2-экв./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-экв./год.

Из результатов реализации проекта должен быть исключен объем выбросов, соответствующий выработанной ВИЭ-объектом (включенным в границы проектной деятельности) электроэнергии, на которую были получены низкоуглеродные сертификаты или иные инструменты продвижения ВИЭ. Исполнитель проекта должен четко описать в отчете о реализации проекта используемые в границах проекта инструменты, указать механизмы исключения их из расчета сокращения выбросов и исключения дублирования учета.

Количество углеродных единиц, заявляемых к выпуску, рассчитывается как результат реализации климатического проекта в каждый год зачетного периода в пределах отчетного периода, округленный до ближайшей целой тонны эквивалента углекислого газа в меньшую сторону, с учетом неопределенности, согласно ГОСТ Р 72555—2026 (раздел 8).

Если в результате расчета получено отрицательное значение, количество углеродных единиц к выпуску принимается равным нулю.

12 Управление рисками

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

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

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

13 Оценка неопределенности

Исполнитель проекта должен проводить оценку неопределенности количественных результатов климатического проекта в соответствии с ГОСТ Р 72555—2026 (раздел 9).

14 Исключение дублирования учета

Исполнитель проекта должен обеспечивать исключение дублирования учета в соответствии с ГОСТ Р 72555—2026 (раздел 10).

15 Обеспечение отсутствия негативных социальных и экологических эффектов от реализации проекта

15.1 Общие требования

Исполнитель проекта должен обеспечивать выявление значимых категорий и объектов возможного негативного воздействия, оценивать ожидаемые эффекты воздействия на этапе разработки проекта, проводить мониторинг по мере реализации проекта и осуществлять меры по снижению негативных эффектов в соответствии с ГОСТ Р 72555—2026 (раздел 11).

15.2 Форма отчетности

Рекомендуется применять форму отчетности, представленную в ГОСТ Р 72555—2026 (приложение Г). Исполнитель проекта вправе разработать собственную форму мониторинга и набор количественных и качественных показателей для осуществления мониторинга, привязанных к объектам контроля воздействия, определенных в качестве релевантных для данного проекта на этапе подготовки проекта к регистрации.

15.3 Дополнительные указания

Для данного типа проектов необходимо учитывать потенциальное негативное воздействие проекта на окружающую среду на всех стадиях жизненного цикла, включая негативное воздействие проекта на окружающую среду от деятельности по демонтажу, переработке и утилизации установленного оборудования после завершения реализации проекта.

16 Обеспечение вклада проекта в достижение устойчивого развития и национальных целей социально-экономического развития Российской Федерации

Исполнитель проекта должен продемонстрировать вклад проекта в достижение устойчивого развития и национальных целей социально-экономического развития Российской Федерации в соответствии с ГОСТ Р 72555—2026 (раздел 12).

Примеры ЦУР, в достижение которых может вносить вклад проект, реализуемый по методологии, включают:

- ЦУР 7: Обеспечение всеобщего доступа к недорогим, надежным, устойчивым и современным источникам энергии для всех;
- ЦУР 8: Содействие поступательному, всеохватному и устойчивому экономическому росту, полной и производительной занятости и достойной работе для всех;
- ЦУР 11: Обеспечение открытости, безопасности, жизнестойкости и экологической устойчивости городов и населенных пунктов.

Примеры национальных целей социально-экономического развития Российской Федерации, в достижение которых может вносить вклад проект, реализуемый по методологии, включают:

1) комфортную и безопасную среду;
2) экологическое благополучие.

Исполнитель проекта вправе выбрать другие цели и показатели.

Приложение А
(справочное)

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

А.1 Данное приложение содержит рекомендуемые подходы для определения сетевого коэффициента выбросов. Исполнитель проекта в праве самостоятельно определить иной наиболее актуальный подход и источники информации, если они для него доступны.

Положения данного приложения действуют, если иное не предусмотрено законодательством.

А.2 При наличии исходных данных, требуемых для расчета сетевого коэффициента выбросов, используемого в базовом и проектном сценариях, исполнитель проекта в праве рассчитать его самостоятельно (предпочтительный вариант). Для этого рекомендуется использовать [13] 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) [13].

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

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

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

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

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

В случае наличия информации о коэффициентах выбросов несертифицированного остатка генерации рекомендуется использовать их.

А.4 По расчетам МЭА коэффициент выбросов энергосистемы в Российской Федерации составляет 350 г/кВт · ч[6)]. Коэффициент отражает среднюю углеродоемкость генерации электроэнергии для Российской Федерации. Использование данного ресурса исполнителем проекта является наименее предпочтительным из всех вариантов.

---

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

2) Например, расчет удельных расходов условного топлива согласно [14].

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

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

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

6) URL: gost.e-ecolog.ru

А.5 Методы и подходы, применяемые исполнителем проекта к определению сетевого коэффициента, следует задокументировать и указать в сведениях о проекте. 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.

Приложение Б
(справочное)

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

Определение коэффициента косвенных энергетических выбросов в случае прямых поставок электроэнергии осуществляется рыночным методом [15].

Рыночный метод используется при потреблении электрической энергии, полученной по двусторонним договорам купли-продажи электрической энергии, заключенным в соответствии с правилами оптового рынка электрической энергии и мощности и основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии [3]. Рыночные коэффициенты косвенных энергетических выбросов содержатся в договорах купли-продажи, в договорах, заключенных на розничных рынках электрической энергии, либо в сертификатах, подтверждающих объем производства электрической энергии на функционирующих на основе использования ВИЭ квалифицированных генерирующих объектах, сведения о которых внесены в реестр, либо рассчитываются на основе объемов электрической энергии, полученных от конкретных внешних генерирующих объектов в соответствии с условиями договоров купли-продажи, договоров розничных рынков или сертификатов за отчетный период. Методические указания для расчета изложены в [15].

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

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

На территории Российской Федерации функционируют генерирующие объекты, не имеющие электрической связи с Единой энергетической системой Российской Федерации или технологическими изолированными территориальными электроэнергетическими системами. На таких территориях определение косвенных энергетических выбросов должно осуществляться исходя из индивидуальных коэффициентов выбросов всех генерирующих объектов, включенных в изолированную энергосистему (см. [13]).

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

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

[1)] Например, ГЭС и ТЭС.

Приложение В
(справочное)

Показатели и параметры мониторинга

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

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

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

Данные/ параметр	Единица измерения	Наименование	Источник данных	Порядок измерений	Периодичность мониторинга	Процедуры обеспечения и контроля качества	Комментарий
$EF_{CO_2,y}$	т CO_2/МВт·ч	Коэффициент выбросов CO_2 от электросети, энергосистемы малого масштаба/энергетических выбросов в случае прямых поставок электроэнергии в год *y*	Значения, предоставляемые поставщиком топлива в счетах-фактурах, являются предпочтительным источником; иначе — определяется в соответствии с приложениями А или Б	В соответствии с указаниями в разделе 7 и приложениях А и Б	Ежемесячно или в соответствии с графиком закупки электроэнергии	—	—
—	т CO_2/МДж	Коэффициент выбросов CO_2 для ископаемого топлива типа *i*	Значения, предоставляемые поставщиком топлива в счетах-фактурах, являются предпочтительным источником. В отсутствие таких данных необходимо использовать измерения, проведенные исполнителем проекта	Измерения следует проводить в соответствии с национальными или международными топливными стандартами	Ежемесячно или в соответствии с графиком закупки топлива	—	См. методические указания, изложенные в [9]
—	МДж на единицу объема или единицу массы	Низшая теплотворная способность ископаемого топлива типа *i*	Значения, предоставляемые поставщиком топлива в счетах-фактурах, являются предпочтительным источником. В отсутствие таких данных необходимо использовать измерения, проведенные исполнителем проекта	Измерения следует проводить в соответствии с национальными или международными топливными стандартами	Ежемесячно или в соответствии с графиком закупки топлива	Проверить, находятся ли значения в пределах диапазона неопределенности значений по умолчанию МГЭИК, как указано в [12] (том 2, таблица 1.2)	См. методические указания, изложенные в [9]

Продолжение таблицы В.1

Данные/ параметр	Единица измерения	Наименование	Источник данных	Порядок измерений	Периодичность мониторинга	Процедуры обеспечения и контроля качества	Комментарий
—	Единица массы или объема/г	Количество ископаемого топлива, потребленного в год *y*	Значения, предоставляемые поставщиком топлива в счетах-фактурах, являются предпочтительным источником. В отсутствие таких данных необходимо использовать измерения, проведенные исполнителем проекта	Измерения следует проводить в соответствии с национальными или международными топливными стандартами	Ежемесячно или в соответствии с графиком закупки топлива	Проверять соответствие контролируемых параметров на соответствие предыдущим записям интервалов контроля. Согласованность измеренных объемов потребления топлива должна быть перепроверена с помощью годового энергетического баланса, который основан на закупленных количествах и изменениях запасов	—
$EG_{BL,y}$	МВт·ч/год	Количество электроэнергии (нетто), замещенное в год *y*	Счетчик(и) электроэнергии	Измерения следует проводить в соответствии с национальными или международными топливными стандартами. Рекомендуется контролировать измерения параметра с помощью двунаправленного счетчика энергии.	Непрерывный мониторинг, измерения каждый час, минимум ежемесячные записи	Счетчики электроэнергии должны иметь паспорт и проходить поверку в соответствии с инструкциями производителя в течение всего периода мониторинга	—

Продолжение таблицы В.1

Данные/ параметр	Единица измерения	Наименование	Источник данных	Порядок измерений	Периодичность мониторинга	Процедуры обеспечения и контроля качества	Комментарий
				Используйте счетчики электроэнергии, установленные на границе с электросетью, для разделения экспорта электроэнергии в сеть и для поставки автономным потребителям электроэнергии. Счетчики устанавливаются на «входе» у потребителя электроэнергии			
$EG_{BL,facility,y}$	МВт·ч	Количество полезной выработки электроэнергии, поставляемой проектной станцией/ энергоблоком в сеть в год *y*	Счетчик(и) электроэнергии	Измерения следует проводить в соответствии с национальными или международными топливными стандартами. Рекомендуется контролировать измерения параметра с помощью двунаправленного счетчика энергии или рассчитывать его как разницу между: количеством электроэнергии, поставляемой проектной станцией/установкой в сеть и количеством электроэнергии, получаемой проектной станцией/установкой из сети.	Непрерывный мониторинг, измерения каждый час, минимум ежемесячные записи	Счетчики электроэнергии должны иметь паспорт и проходить поверку в соответствии с инструкциями производителя в течение всего периода мониторинга	—

Продолжение таблицы В.1

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

Продолжение таблицы В.1

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

Продолжение таблицы В.1

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

Продолжение таблицы В.1

Данные/ параметр	Единица измерения	Наименование	Источник данных	Порядок измерений	Периодичность мониторинга	Процедуры обеспечения и контроля качества	Комментарий
$w_{steam,CH_4,y}$	т CH_4/т пара	Средняя массовая доля метана в произведенном паре в год *y*	Измерения на месте реализации проектной деятельности	В соответствии с процедурами, описанными для $w_{steam,CO_2,y}$	В соответствии с процедурами, описанными для $w_{steam,CO_2,y}$	—	Применимо к проектам по геотермальной энергетике
$M_{steam,y}$	т пара/год	Количество пара, произведенного в год *y*	Измерения на месте реализации проектной деятельности	Количество пара, выходящего из геотермальных скважин, должно быть измерено с помощью расходомера Вентури (или другого оборудования, по крайней мере, с такой же точностью). Для определения свойств пара необходимо измерение температуры и давления перед расходомером Вентури. Расчет количества пара должен проводиться на постоянной основе и основываться на национальных или международных стандартах. Результаты измерений должны быть прозрачно обобщены в регулярных производственных отчетах	Ежедневно	—	Применимо к проектам по геотермальной энергетике

Продолжение таблицы В.1

Данные/ параметр	Единица измерения	Наименование	Источник данных	Порядок измерений	Периодичность мониторинга	Процедуры обеспечения и контроля качества	Комментарий
$M_{inflow,y}$	т пара/год	Количество пара, поступающего в геотермальную установку в год *y*	Измерения на месте реализации проектной деятельности	В соответствии с процедурами, описанными для $M_{steam,y}$	Непрерывно	Расходомер должен быть откалиброван в соответствии с национальными, международными инструкциями или инструкциями производителя. Записанные данные должны ежедневно сохраняться в базе данных с резервным копированием	—
$M_{outflow,y}$	т пара/год	Количество пара, выходящего из геотермальной установки в год *y*	Измерения на месте реализации проектной деятельности	В соответствии с процедурами, описанными для $M_{steam,y}$	Непрерывно	В соответствии с процедурами, описанными для $M_{inflow,y}$	—
$M_{working\ fluid,y}$	т рабочей жидкости/ год	Количество рабочей жидкости, вытекшей в год *y*	Измерения на месте реализации проектной деятельности	Измеряется по журналам регистрации и отчетам о техническом обслуживании установки	Ежегодно	Измеряется по количеству рабочего потока жидкости в бинарную систему геотермальной установки. Перекрестная проверка со счетами-фактурами	—

Окончание таблицы В.1

Данные/ параметр	Единица измерения	Наименование	Источник данных	Порядок измерений	Периодичность мониторинга	Процедуры обеспечения и контроля качества	Комментарий
—	МВт·ч/год	Объем электроэнергии, проданной в рамках сделок на покупку низкоуглеродных сертификатов	Документ, подтверждающий проведение сделки купли/продажи низкоуглеродного(ых) сертификата(ов)	Определяется суммированием проданного по низкоуглеродным сертификатам объемов электроэнергии, выпущенных в специальных реестрах, в соответствии с [3]	Ежегодно	Выполняется дополнительная проверка данных, размещенных в национальной системе сертификации низкоуглеродной электроэнергии	Относится исключительно к объектам ВИЭ-генерации, включенным в границы проектной деятельности
$EG_{historical}$	МВт	Среднегодовая историческая полезная выработка электроэнергии существующими электростанциями/ установками на ВИЭ, которые эксплуатировались на проектной площадке до проектной деятельности	С учетом раздела 7. Рассчитывают на основе данных о среднегодовой полезной выработке электроэнергии существующей электростанцией на ВИЭ, которая эксплуатировалась на проектной площадке до проектной деятельности	Рассчитывают с учетом раздела 7	—	—	—
$DATE_{Baseline\ Overhaul}$	дата	Момент времени, когда существующее оборудование потребуется заменить в отсутствие проектной деятельности	Типичный средний срок службы соответствующего типа оборудования	Определяется в соответствии с типичным средним сроком службы соответствующего типа оборудования	—	—	—

Приложение Г
(справочное)

Управление рисками

Таблица Г.1 — Управление рисками

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

Библиография

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

[2] Приказ Министерства экономического развития Российской Федерации от 11 мая 2022 г. № 248 «Об утверждении критериев и порядка отнесения проектов, реализуемых юридическими лицами, индивидуальными предпринимателями или физическими лицами, к климатическим проектам, формы и порядка представления отчета о реализации климатического проекта»

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

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

[5] 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»

[6] Распоряжение Правительства Российской Федерации от 22 октября 2021 г. № 2979-р «Об утверждении перечня парниковых газов, в отношении которых осуществляется государственный учет выбросов парниковых газов и ведение кадастра парниковых газов»

[7] 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»

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

[9] 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»

[10] 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»

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

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

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

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

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

УДК 502.3:006.354

ОКС 03.060
13.020.20

Ключевые слова: парниковые газы, климатические проекты, методология

Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *М.И. Першина*
Компьютерная верстка *М.В. Малеевой*

Сдано в набор 06.03.2026. Подписано в печать 18.03.2026. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 4,65. Уч.-изд. л. 4,12.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

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

gost.e-ecolog.ru