

Методология климатического проекта № 0007

# Генерация электроэнергии из возобновляемых источников для энергосети

Разработчик: Институт глобального климата и экологии имени академика Ю. А. Израэля

Версия 3

10 апреля 2024

<b>1.</b>	<b>ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....</b>	<b>4</b>
<b>2.</b>	<b>ПРИМЕНИМОСТЬ МЕТОДОЛОГИИ, ГРАНИЦЫ ПРОЕКТА.....</b>	<b>8</b>
2.1.	Область применения.....	9
2.2.	Применимость методологии.....	10
2.3.	Границы проекта.....	12
<b>3.</b>	<b>ОПРЕДЕЛЕНИЕ БАЗОВОЙ ЛИНИИ.....</b>	<b>13</b>
3.1.	Определение сценариев базовой линии.....	14
3.1.1.	Сценарий базовой линии для новых электростанций .....	14
3.1.2.	Сценарий базовой линии в случае увеличения электрической мощности существующей электростанции на возобновляемых источниках энергии, или внедрения СНЭБ / ВСНЭ в существующую солнечную электростанцию или ветроэлектрическую станцию.....	15
3.1.3.	Сценарий базовой линии в случае капитального ремонта, реконструкции или модернизации/технического перевооружения существующей электростанции .....	15
3.1.4.	Сценарий базовой линии в случае капитального ремонта существующей солнечной электростанции или ветроэлектрической станции .....	15
3.2.	Выбросы в случае реализации базовой линии .....	16
3.2.1.	Расчет количества полезной выработки электроэнергии.....	16
3.2.2.	Расчет $DATE_{BaselineOverhaul}$ .....	18
<b>4.</b>	<b>СРОКИ ПРОЕКТА.....</b>	<b>19</b>
<b>5.</b>	<b>ДОПОЛНИТЕЛЬНОСТЬ .....</b>	<b>19</b>
5.1.	Упрощенная процедура демонстрации дополнителности .....	20
<b>6.</b>	<b>ТРЕБОВАНИЯ К ПЛАНУ МОНИТОРИНГА .....</b>	<b>20</b>
<b>7.</b>	<b>ПРОЕКТНЫЙ СЦЕНАРИЙ .....</b>	<b>21</b>
7.1.	Выбросы при реализации проектной деятельности .....	21
7.1.1.	Выбросы от сжигания ископаемого топлива ( $PE_{FF,y}$ ).....	21
7.1.2.	Выбросы от геотермальных электростанций ( $PE_{GP,y}$ ) .....	22
7.1.3.	Выбросы от зарядки СНЭБ или электролиза воды ВСНЭ с использованием энергии от сети или от резервных электрогенераторов на ископаемом топливе ( $PE_{BESS\_HESS,y}$ ).....	24
7.2.	Сокращение выбросов.....	24
7.2.1.	Оценка сокращения выбросов до осуществления валидации .....	25
7.3.	Управление рисками.....	25

8.	ОЦЕНКА ВЫБРОСОВ ОТ УТЕЧЕК ПРОЕКТНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ .....	25
9.	МИНИМИЗАЦИЯ РИСКА НЕПОСТОЯНСТВА .....	26
10.	МЕТОДЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ДВОЙНОГО УЧЕТА, НЕГАТИВНЫХ ЭФФЕКТОВ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ОБЩЕСТВО .....	26
11.	РЕКОМЕНДАЦИИ В ОТНОШЕНИИ ИЗМЕНЕНИЯ И/ИЛИ СОХРАНЕНИЯ БАЗОВОЙ ЛИНИИ В СЛУЧАЕ ПРОДЛЕНИЯ ПЕРИОДА КРЕДИТОВАНИЯ И ПРОЕКТНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ .....	27
12.	НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ.....	28
	ПРИЛОЖЕНИЕ 1. РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ CO <sub>2</sub> ПО ПРОЕКТАМ И/ИЛИ УТЕЧЕК В РЕЗУЛЬТАТЕ СЖИГАНИЯ ИСКОПАЕМОГО ТОПЛИВА.....	31
	ПРИЛОЖЕНИЕ 2. ПОСТОЯННЫЕ ДАННЫЕ И ПАРАМЕТРЫ МОНИТОРИНГА.....	33
	ПРИЛОЖЕНИЕ 3. ДАННЫЕ И ПАРАМЕТРЫ МОНИТОРИНГА .....	35
	ПРИЛОЖЕНИЕ 4. ОЦЕНКА ДОСТОВЕРНОСТИ ИСХОДНОЙ/ТЕКУЩЕЙ БАЗОВОЙ ЛИНИИ ПРИ ПРОДЛЕНИИ ПЕРИОДА КРЕДИТОВАНИЯ.....	37
	ПРИЛОЖЕНИЕ 5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСТАТОЧНОГО СРОКА СЛУЖБЫ ОБОРУДОВАНИЯ .....	39
	ПРИЛОЖЕНИЕ 6. РЕКОМЕНДУЕМЫЙ ПОДХОД ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СЕТЕВОГО КОЭФФИЦИЕНТА ВЫБРОСОВ (КОЭФФИЦИЕНТ ВЫБРОСОВ ОТ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ).....	42
	ПРИЛОЖЕНИЕ 7. УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ.....	44

## 1. Термины и определения

1. В данной методологии применяются следующие термины и определения<sup>1</sup>:

- (a) **Батарейная система накопления энергии (СНЭБ, от англ. battery energy storage system - BESS)<sup>2</sup>** - 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<sup>3 4</sup>.
- (b) **Ветроэлектрическая станция (ВЭС, англ. Wind electrical power station)<sup>5</sup>** - электростанция, состоящая из двух и более ветроэлектрических установок, предназначенная для преобразования энергии ветра в электрическую энергию и передачу ее потребителю.
- (c) **Водородная система накопления энергии (ВСНЭ, англ. Hydrogen energy storage system - HESS)<sup>6</sup>** - система накопления электроэнергии (СНЭ), с использованием водорода, которая состоит из электролизера, резервуара для хранения водорода и топливного элемента<sup>7</sup>.
- (d) **Возобновляемые источники энергии (ВИЭ, англ. Renewable energy sources)<sup>8</sup>** - 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<sup>9</sup>.

---

<sup>1</sup> При пользовании нормативных актов и сводов правил, цитируемых в настоящей методологии целесообразно проверить действие ссылочных документов в информационной системе общего пользования – на официальном сайте федерального органа исполнительной власти в сфере стандартизации в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты»

<sup>2</sup> Данный вид системы накопления энергии предполагает, что тип накопителя электроэнергии реализован на основе аккумуляторных батарей

<sup>3</sup> ГОСТ Р МЭК 62485-5-2021 Батареи аккумуляторные и батарейные установки. Требования безопасности. Часть 5. Безопасность стационарных литий-ионных батарей

<sup>4</sup> Методологии-референс, разработанные в рамках Механизма чистого развития (АСМ0002) используют для данного термина следующую трактовку: **Батарейная система накопления энергии (СНЭБ, от англ. battery energy storage system - BESS)** - перезаряжаемая система хранения энергии, состоящая из аккумуляторов, зарядных устройств, систем управления, систем кондиционирования энергии и сопутствующего электрооборудования, предназначенная для хранения электроэнергии, вырабатываемой установкой(ами) на основе возобновляемых источников энергии.

<sup>5</sup> ГОСТ Р 54531-2011 Нетрадиционные технологии. Возобновляемые и альтернативные источники энергии. Термины и определения.

<sup>6</sup> См. ГОСТ Р 58092.5.1-2018 (IECTS 62933-5-12017) Системы накопления электрической энергии (СНЭЭ). Безопасность систем, работающих в составе сети. Общие требования

<sup>7</sup> В контексте данной методологии, 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.

<sup>8</sup> Федеральный закон от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (с изменениями и дополнениями)

<sup>9</sup> Данная методология рассматривает только проектную деятельность, связанную с использованием таких возобновляемых источников энергии, как энергия солнца, ветра, воды, энергия приливов, геотермальная энергия.

- (e) **Геотермальная электростанция (англ. Geothermal power plan)** –электростанция, использующая для получения электроэнергии природный пар или термальную воду с высоким тепловым потенциалом<sup>10</sup>.
- (f) **Диспетчерское управление (англ. Operation of energo-system / dispatch control)** - организация управления электроэнергетическим режимом энергосистемы, при которой технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов электроэнергетики, энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, оборудования и устройств изменяются только по диспетчерской команде диспетчера соответствующего диспетчерского центра или путем непосредственного воздействия на технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов диспетчеризации с использованием средств дистанционного управления из диспетчерского центра<sup>11</sup>.
- (g) **Капитальный ремонт (англ. Overhaul)**<sup>12 13</sup> - ремонт с целью восстановления исправности (работоспособности) конструкций и оборудования, а также поддержания эксплуатационных показателей. 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<sup>14</sup>.
- (h) **Модернизация (достройка, дооборудование, замена<sup>15</sup>, англ. Modernization)**<sup>12</sup> - работы, вызванные изменением технологического или служебного назначения оборудования, здания, сооружения или иного объекта амортизируемых основных средств, повышенными нагрузками и (или) другими новыми качествами, т.е. это

---

<sup>10</sup> ГОСТ Р 56909-2016 Нетрадиционные технологии. Геотермальная энергетика. Термины и определения.

<sup>11</sup> См. ГОСТ Р 57114-2016. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения.

<sup>12</sup> Для терминов «Техническое перевооружение», «Модернизация», «Реконструкция» и «Капитальный ремонт» определение единой терминологии в нормативных документах РФ 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 российское правовое поле разделяет эти понятия. В данной методологии были учтены рекомендации 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.

<sup>13</sup> Методологии-референс, разработанные в рамках Механизма чистого развития (АСМ0002) используют для данного термина следующую трактовку: **Переоборудование/модернизация** (англ. Retrofit) - работы связанные с инвестициями в ремонт или модификацию существующих действующих электростанций/агрегатов с целью повышения эффективности, производительности или генерирующей мощности электростанций/агрегатов без добавления новых электростанций/агрегатов. Модернизация восстанавливает установленную мощность производства электроэнергии до исходного уровня или выше. Модернизация должна включать только меры, которые предполагают капитальные вложения, а не меры по регулярному техническому обслуживанию или уборке.

<sup>14</sup> Приказ Министерства энергетики РФ 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» (с изменениями и дополнениями)

<sup>15</sup> Методологии-референс, разработанные в рамках Механизма чистого развития (АСМ0002) используют для данного термина следующую трактовку: **Замена** (англ. Replacement) – работы связанные с инвестициями в новые электростанции/агрегаты, которые заменяют один или несколько существующих агрегатов на существующей электростанции. Новые электростанции/агрегаты имеют такую же или более высокую генерирующую мощность, чем станции/агрегаты, которые были заменены.

замена устаревшего оборудования на новое в связи с функциональным износом. 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.

- (i) **Новая электростанция («Электростанция с нуля», англ. 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.
- (j) **Объединенная энергосистема (англ. Interconnected electricity system)** - совокупность нескольких территориальных электроэнергетических систем, расположенных в пределах территории одной страны и объединенных общим режимом работы, имеющая общее (централизованное) оперативно-диспетчерское управление как высшую ступень управления по отношению к диспетчерским центрам входящих в нее энергосистем<sup>16</sup>.
- (k) **Период кредитования (англ. Crediting period)** – это период, в течение которого верифицированные сокращения выбросов ПГ или увеличение чистой антропогенной абсорбции ПГ поглотителями, связанные с деятельностью по климатическому проекту, в зависимости от ситуации, могут привести к выпуску углеродных единиц. Временной период, который применяется к периоду кредитования деятельности по климатическому проекту, и то, является ли период кредитования возобновляемым или фиксированным, определяется в соответствии с разделом 4. Период кредитования проекта настоящей методологии.
- (l) **Подключенная энергосистема (англ. Connected electricity system)** - это энергосистема<sup>17</sup>, которая соединена линиями электропередачи с проектной энергосистемой.
- (m) **Полезная выработка электроэнергии (англ. Net electricity generation)** - разница между общим количеством электроэнергии, произведенной электростанцией, и дополнительным потреблением электроэнергии электростанции<sup>18</sup>.
- (n) **Приливная электростанция, ПЭС (англ. Tidal power station)** - гидроэлектрическая станция, использующая энергию морских приливов<sup>19</sup>.
- (o) **Проектная электроэнергетическая система (англ. Project electricity system)** - определяется территориальными границами электростанций, которые физически подключены через линии передачи и распределения электроэнергии к объектам проектной деятельности<sup>20</sup> и находятся в оперативно-технологическом диспетчерском управлении<sup>21</sup>.

---

<sup>16</sup> См. ГОСТ 21027-2021. Системы электроэнергетические. Термины и определения.

<sup>17</sup> Подключенной энергосистемой может быть в том числе объединенная энергосистема или отдельный энергорайон.

<sup>18</sup> Например, для насосов, вентиляторов, управления и т. д.

<sup>19</sup> См. ГОСТ Р 55005-2012 Возобновляемая энергетика. Геотермальные электростанции. Сооружения. Требования безопасности. Основные положения.

<sup>20</sup> Например, к месту расположения установки по производству энергии из возобновляемых источников или к конечным потребителям.

<sup>21</sup> Методологии-референс для данного термина выделяют одноуровневую и многоуровневую диспетчерскую зону. Примером многоуровневой диспетчерской зоны является ситуация, когда региональные диспетчерские центры обязаны выполнять распоряжения национального диспетчерского центра.

- (p) **Резервное электроснабжение (англ. Backup power supply)** - обеспечение питанием нагрузок электрической сети в течение установленной продолжительности времени после ее отключения от энергосистемы/электрической сети<sup>22 23</sup>.
- (q) **Реконструкция (англ. Reconstruction)**<sup>12</sup> - это 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. 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<sup>24</sup>, не соответствующие требованиям санитарных норм и экологии.
- (r) **Сетевая электростанция (англ. Grid power plant)** - электростанция, поставляющая электроэнергию в энергосеть и, если применимо, конечным потребителям. Соответственно, электростанции, поставляющие электроэнергию в сеть и конечным потребителям в рамках проектной деятельности, рассматриваются как сетевые электростанции. Электростанции, обслуживающие только конечных потребителей и не поставляющие электроэнергию в сеть, не рассматриваются как сетевые электростанции.
- (s) **Солнечная электростанция (СЭС, англ. Solar power plant)** - электростанция, предназначенная для преобразования энергии солнечного излучения в электрическую энергию<sup>25</sup>.
- (t) **Техническое перевооружение (англ. Technical re-equipment)**<sup>12</sup> - 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/технического перевооружения и замены морально устаревшего и физически изношенного оборудования новым, более производительным<sup>26</sup>.
- (u) **Увеличение электрической мощности (англ. Capacity addition)** - добавление электрической мощности представляет собой вложение дополнительных

<sup>22</sup> ГОСТ Р 58092.3.3- 2023 Системы накопления электрической энергии. Проектирование и оценка рабочих параметров

<sup>23</sup> Методологии-референс, разработанные в рамках Механизма чистого развития (АСМ0002) используют для данного термина следующую трактовку: **Резервный генератор** - генератор, который используется в случае аварийной ситуации, например, при прекращении поставки электроэнергии из-за отказа основного генератора, либо капитального отказа или отключения генераторных агрегатов, для удовлетворения потребности в электроэнергии оборудования на площадке электростанции во время аварии.

<sup>24</sup> Методологии-референс, разработанные в рамках Механизма чистого развития (АСМ0002) используют для данного термина следующую трактовку: **Восстановление** (или ремонт, англ. Rehabilitation or refurbishment) - работы связанные с инвестициями в восстановление существующих электростанций/агрегатов, которые были серьезно повреждены или разрушены из-за обрушения фундамента, чрезмерного просачивания, землетрясения, разжижения или наводнения. Основная цель восстановления или ремонта состоит в том, чтобы восстановить рабочие характеристики объектов. Ремонт также может привести к повышению эффективности, производительности или мощности электростанций/агрегатов с добавлением или без добавления новых электростанций/агрегатов

<sup>25</sup> ГОСТ Р 54531-2011 Нетрадиционные технологии. Возобновляемые и альтернативные источники энергии. Термины и определения. ГОСТ Р 70787-2023 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Возобновляемые источники энергии. Технические требования к фотоэлектрическим солнечным станциям.

<sup>26</sup> Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 05.08.2000 № 117-ФЗ (ред. от 18.03.2023) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.04.2023 г.)

инвестиций для увеличения установленной мощности существующих электростанций путем: 1. строительства новых электростанций вместо существующих электростанций; или 2. установки новых электростанций в дополнение к существующим электростанциям. Существующие электростанции в случае увеличения мощности для 2 варианта продолжают работать после реализации проектной деятельности.

- (v) **Установленная мощность, номинальная мощность (англ. Installed capacity, rated capacity)** - мощность, с которой электроустановка, оборудование может работать длительное время при номинальных параметрах и/или нормальных условиях<sup>27</sup>. Выражается в ваттах или одном из ее кратных значений, на которую энергоблок рассчитан для работы при номинальных условиях. Структура установленной мощности электростанций представляет собой долевое распределение суммарной установленной мощности электростанций по их типам или по типам агрегатов<sup>28</sup>.
- (w) **Электростанция, ЭС (англ. Power plant)** - энергоустановка, предназначенная для производства электрической энергии, содержащая строительную часть, оборудование для преобразования энергии и необходимое вспомогательное оборудование по ГОСТ 19431-84<sup>29 30</sup>.
- (x) **Электроэнергетическая система (энергосеть, сеть, англ. 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<sup>31 32</sup>.

## 2. Применимость методологии, границы проекта

- 2. Данная методология предназначена для применения исполнителями климатических проектов, органами по валидации и верификации парниковых газов и иными заинтересованными лицами, вовлеченными в выполнение климатических проектов. Данная

---

<sup>27</sup> ГОСТ Р 57114-2016. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения.

<sup>28</sup> ГОСТ 19431-84. Энергетика и электрификация. Термины и определения.

<sup>29</sup> ГОСТ 24291-90 Межгосударственный стандарт. Электрическая часть электростанции и электрической сети. Термины и определения.

<sup>30</sup> Методологии-референс, разработанные в рамках Механизма чистого развития (АСМ0002) используют для данного термина следующую трактовку: **Электростанция/энергоблок** (англ. Power plant/unit) - это объект, вырабатывающий электроэнергию. Несколько энергоблоков на одной площадке составляют одну электростанцию, в то время как энергоблок характеризуется тем, что он может работать независимо от других энергоблоков на той же площадке. Если на одной площадке установлено несколько одинаковых энергоблоков (т.е. с одинаковой мощностью, возрастом и эффективностью), они могут рассматриваться как один единый энергоблок.

<sup>31</sup> См. ГОСТ 21027-2021

<sup>32</sup> Методологии-референс, разработанные в рамках Механизма чистого развития используют для данного термина следующую трактовку: **Энергосеть** - это электроэнергетическая сеть, включающая линии передачи и распределения электроэнергии и электростанции. Пространственные границы сети включают электростанции, физически соединенные линиями передачи и распределения, управляются диспетчерским центром без существенных ограничений на передачу электроэнергии.



методология применяется для разработки климатических проектов по производству энергии из возобновляемых источников<sup>33</sup>, подключенных к энергосети, которые включают:

**Таблица 1. Ключевые элементы методологии**

<b>Типовые проекты</b>	<b>Капитальный ремонт, реконструкция, модернизация/техническое перевооружение или увеличение электрической мощности существующей электростанции</b> или строительство и эксплуатация новой электростанции, <b>использующей возобновляемые источники энергии и поставляющей электроэнергию в электроэнергетическую сеть (сеть)</b> . Батарейная система накопления энергии (СНЭБ) или водородная система накопления энергии (ВСНЭ) могут быть интегрированы при определенных условиях
<b>Вид действий по сокращению выбросов ПГ</b>	Возобновляемая энергия: Полное или частичное замещение электроэнергии, которая поступала бы в энергосеть, менее углеродоёмкой

Данная методология нейтральна по отношению к программам по парниковым газам (ПГ)<sup>34</sup>. Если применяется программа по ПГ<sup>35</sup>, то требования этой программы дополняют требования методологии. Настоящая методология подготовлена на основе существующей методологии, разработанной в рамках Механизма Чистого развития Киотского протокола (АСМ0002), и включает ее адаптацию под действующие российские нормативно-правовые акты и стандарты.

## 2.1. Область применения

3. Данная методология применяется к проектам по производству энергии из возобновляемых источников, подключенных к энергосети, которые включают<sup>36</sup>:
  - (a) Строительство новых электростанций; или
  - (b) Капитальный ремонт, реконструкцию, модернизацию/техническое перевооружение или увеличение электрической мощности существующей электростанции.
4. Кроме того, методология применяется к проектам, которые внедряют СНЭБ / ВСНЭ в новые электростанции или внедряют СНЭБ / ВСНЭ в существующие солнечные электростанции или ветроэлектрические станции.

<sup>33</sup> В соответствии с Федеральным законом от 26.03.2003 N 35-ФЗ (ред. от 04.08.2023) "Об электроэнергетике" атомная энергетика не включена в перечень источников возобновляемой энергетики. Методология имеет ограничение на применяемые технологии по производству электроэнергии из возобновляемых источников, см. разделы 2.1 и 2.2.

<sup>34</sup> Программа по парниковым газам; программа по ПГ (greenhouse gas programme; GHG programme): Добровольная или обязательная для исполнения международная, национальная или субнациональная система или схема, в рамках которой осуществляется инвентаризация, учет и управление выбросами ПГ, поглощением ПГ, сокращением выбросов или увеличением поглощения ПГ вне границ организации или проекта по ПГ (ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Газы парниковые. Часть 2)

<sup>35</sup> В настоящее время к программе по ПГ в России можно отнести Федеральный закон от 06.03.2022 № 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации», Федеральный закон от 02.07.2021 № 296-ФЗ «Об ограничении выбросов парниковых газов», Приказ Министерства экономического развития России от 11.05.2022 г. № 248 «Об утверждении критериев и порядка отнесения проектов, реализуемых юридическими лицами, индивидуальными предпринимателями или физическими лицами, к климатическим проектам, формы и порядка представления отчетности о реализации климатического проекта»

<sup>36</sup> Соответствие требованиям настоящей методологии может быть заявлено при выполнении всех требований настоящей методологии за исключением рекомендательных требований, а также рекомендаций по управлению рисками.

5. В случае изменения приводимых актов национального законодательства данная методология подлежит пересмотру с целью учета соответствующих изменений<sup>37</sup>.

## 2.2. Применимость методологии

6. Данная методология применима к проектам по производству электроэнергии из возобновляемых источников энергии, подключенных к сети, которые включают в себя:
- (a) Строительство новой электростанции;
  - (b) Увеличение электрической мощности существующей электростанции;
  - (c) Капитальный ремонт существующей действующей электростанции;
  - (d) Реконструкцию существующей электростанции; или
  - (e) Модернизацию/техническое перевооружение существующей электростанции.
7. Методология применима к проектной деятельности, в рамках которой могут внедряться технологии СНЭБ или ВСНЭ<sup>38</sup> для новых электростанций на возобновляемых источниках энергии или существующих солнечных или ветроэлектрических электростанций.
8. Необходимо, чтобы для ВСНЭ была реализована технология получения водорода методом электролиза воды с использованием резервного объема электроэнергии произведенного ВИЭ-установкой. Хранение водорода может быть реализовано в сжатом или твердофазном связанном виде, получение электроэнергии - с использованием электрохимических генераторов (топливных элементов) или водородосжигающих установок.
9. В случае если проектная деятельность включает в себя интеграцию СНЭБ / ВСНЭ, методология применима к следующей проектной деятельности по производству электроэнергии из возобновляемых источников энергии, подключенных к сети:
- (a) Внедрение СНЭБ / ВСНЭ в новую электростанцию;
  - (b) Внедрение СНЭБ / ВСНЭ вместе с увеличением электрической мощности существующей солнечной электростанции или ветроэлектрической станции;
  - (c) Внедрение СНЭБ / ВСНЭ в существующую солнечную электростанцию или ветроэлектрическую станцию без внесения каких-либо других изменений;
  - (d) Внедрение СНЭБ / ВСНЭ вместе с осуществлением капитального ремонта существующей солнечной электростанции или ветроэлектрической станции.

**Таблица 2. Применимые комбинации технологий возобновляемой энергии и СНЭБ / ВСНЭ в рамках проектной деятельности**

<b>Технология возобновляемых источников энергии Внедрение СНЭБ / ВСНЭ</b>	<b>Солнечная электростанция или ветроэлектрическая станция</b>	<b>Другие электростанции на возобновляемых источниках энергии</b>
СНЭБ / ВСНЭ + (a) Новые электростанции	Применимо	Применимо

<sup>37</sup> Разработчику проекта необходимо иметь в виду, что приведенные в тексте нормативные документы могут быть изменены или отменены

<sup>38</sup> Данная методология рассматривает систему накопления электроэнергии (СНЭ) как эффективный источник электрической энергии, способный компенсировать в пределах аккумулированного в ней количества энергии дефицит мощности генерации при пиковом запросе на потребление электричества с последующим восполнением отданного количества энергии, например регулирование переменной выработки на ВЭС, сглаживание резких колебаний мощности, которые могут возникать в энергосистемах с высоким количеством СЭС, накопление энергии, генерируемой в период провала нагрузки и т.д. Вид системы накопления энергии определяется разработчиком климатического проекта исходя из вариантов, допустимых данной методологией.

<b>Технология возобновляемых источников энергии Внедрение СНЭБ / ВСНЭ</b>	<b>Солнечная электростанция или ветроэлектрическая станция</b>	<b>Другие электростанции на возобновляемых источниках энергии</b>
СНЭБ / ВСНЭ + увеличение электрической мощности существующей электростанции	Применимо	Не применимо
СНЭБ / ВСНЭ без каких-либо других изменений на существующей электростанции	Применимо	Не применимо
СНЭБ / ВСНЭ + капитальный ремонт существующей электростанции	Применимо	Не применимо

10. Методология применима при следующих условиях:

- (a) По отношению к ветроэлектрическим станциям, геотермальным электростанциям, солнечным электростанциям или приливным электростанциям;
- (b) В случае увеличения мощности, капитального ремонта, реконструкции или модернизации/технического перевооружения (за исключением проектов увеличения мощности ветровой, солнечной, волновой или приливной энергии) эксплуатация существующей электростанции началась минимум пять лет назад, Это минимальный исторический период, используемый для расчета выбросов в случае реализации базовой линии, и в период между началом этого минимального исторического периода и реализацией проектной деятельности не проводилось расширение мощности, капитальный ремонт или реконструкция электростанции;
- (c) В случае проектной деятельности с новыми электростанциями в соответствии с пунктом 9 (a) выше разработчики проекта должны продемонстрировать, что СНЭБ / ВСНЭ являлся неотъемлемой частью разработки проектной деятельности по возобновляемым источникам энергии (например, путем ссылки на технико-экономические обоснования или документы о принятии инвестиционных решений);
- (d) Данный вид проектной деятельности предполагает, что СНЭБ должна заряжаться электроэнергией или ВСНЭ должна использовать электроэнергию для электролиза, вырабатываемую соответствующей электростанцией (электростанциями) на возобновляемых источниках энергии. В ситуациях, когда проектными решениями с учетом специфики объекта предусмотрено в дополнение к или вместо применения СНЭБ или ВСНЭ использование резервного электрогенератора<sup>39</sup>, работающего на ископаемом топливе или от энергосети, необходимо учитывать соответствующие выбросы парниковых газов таким резервным электрогенератором<sup>40</sup> (выбросы от сжигания ископаемого топлива или от энергосети). В таких случаях соответствующие выбросы парниковых газов должны учитываться как выбросы проекта в соответствии с требованиями раздела 7 ниже. Зарядка СНЭБ от сети или от резервного электрогенератора, работающем на ископаемом топливе, или использование электроэнергии сети или от резервного электрогенератора для электролиза воды ВСНЭ не должна составлять более 2% от электроэнергии, произведенной проектной установкой на возобновляемых источниках энергии за

<sup>39</sup> Например, для страховки на случай, когда ВИЭ, СНЭБ или ВСНЭ не обеспечивают требуемый уровень мощности генерации электроэнергии

<sup>40</sup> Резервный генератор в контексте методологии понимается как генератор, который обеспечивает бесперебойную подачу электроэнергии в период экстренных, аварийных ситуаций. Резервный генератор не может быть использован для зарядки СНЭБ или электролиза воды с целью получения водорода на ВСНЭ в случае неблагоприятных погодных условий

период мониторинга<sup>41</sup>. В течение периодов времени (например, неделя(и), месяц(ы)), когда СНЭБ / ВСНЭ потребляет более 2% электроэнергии для зарядки или электролиза воды, разработчик проекта не имеет права на выдачу углеродных единиц за соответствующий период мониторинга. Данный факт должен быть прозрачно отражен в проектно-технической документации (ПТД).

11. Методология не применима к:
  - (a) Проектной деятельности, предусматривающей переход с ископаемого топлива на возобновляемые источники энергии на месте осуществления проектной деятельности, поскольку в этом случае сценарием базовой линии может быть продолжающееся использование ископаемых видов топлива на данном участке;
  - (b) Электростанциям, работающим на биомассе.
12. В случае капитального ремонта, реконструкции, модернизации/технического перевооружения, или увеличения мощности, данная методология применима только в том случае, если наиболее правдоподобный сценарий базовой линии (в результате определения сценариев базовой линии) является "продолжением текущей ситуации, то есть использованием оборудования для производства электроэнергии, которое уже использовалось до реализации проектной деятельности, и проведением обычного технического обслуживания".
13. В случае изменения приводимых актов национального законодательства данная методология подлежит пересмотру с целью учета соответствующих изменений<sup>42</sup>.

### 2.3. Границы проекта

14. Границы проектной деятельности (в т.ч. территориальные границы) включают в себя промышленные и коммерческие объекты, потребляющие электроэнергию, вырабатываемую генерирующими установками. Граница также распространяется на проектную электростанцию и все электростанции, физически подключенные к энергосистеме, к которой подключена проектная электростанция.
15. Парниковые газы и источники выбросов, включенные в границы проекта или исключенные из них, представлены в Таблице 3.
16. Проектная документация должна включать в себя описание процедур исключения возможности двойного учета<sup>43</sup> сокращения выбросов парниковых газов, потенциально достигаемых в результате проектной деятельности, закреплённых в договорных соглашениях. Исполнитель должен продемонстрировать, что достигнутые в ходе реализации проекта сокращения выбросов не учитываются в качестве сокращения выбросов где-либо еще (например, в системах выпуска сертификатов зеленой энергии).

---

<sup>41</sup> Ограничение в 2% сохранено в методологии для сопоставимости с международной практикой реализации климатических проектов данного типа. Использование СНЭБ или ВСНЭ более 2% электроэнергией, произведенной за счет сжигания ископаемого топлива или от энергосистемы, противоречит задаче по снижению углеродоемкости вырабатываемой электроэнергии.

<sup>42</sup> Разработчику проекта необходимо иметь в виду, что приведенные в тексте нормативные документы могут быть изменены или отменены

<sup>43</sup> Двойной учет: Учет выбросов или поглощения ПГ, выполненный более одного раза. Двойной учет может иметь место, если две или более подотчетных организаций будут отвечать за одни и те же выбросы или поглощения ПГ. Двойной учет может также произойти внутри одной организации, если такие выбросы учитываются по разным категориям (что не должно происходить). (ГОСТ Р 56267-2014/ISO/TR 14069:2013. Национальный стандарт Российской Федерации. Газы парниковые. Определение количества выбросов парниковых газов в организациях и отчетность. Руководство по применению стандарта ИСО 14064-1). См. также ГОСТ Р ИСО 14080-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Управление парниковыми газами и связанные виды деятельности. Система подходов и методическое обеспечение реализации климатических проектов

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

Источник		ПГ	Включени е	Обоснование/объяснение
Базовая линия	Выбросы CO <sub>2</sub> от производства электроэнергии на электростанциях, работающих на ископаемом топливе, которые будут замещены в результате проектной деятельности	CO <sub>2</sub>	Да	Основной источник выбросов
		CH <sub>4</sub>	Нет	Незначительный источник выбросов
		NO <sub>2</sub>	Нет	Незначительный источник выбросов
Проектная деятельность	Для геотермальных станций, выбросы CH <sub>4</sub> и CO <sub>2</sub> из неконденсирующихся газов, содержащихся в геотермальном паре, летучие выбросы углеводородов, таких как н-бутан и изопентан (рабочая жидкость), содержащихся в теплообменниках	CO <sub>2</sub>	Да	Основной источник выбросов
		CH <sub>4</sub>	Да	Основной источник выбросов
		Хладогент ы <sup>44</sup>	Да	Основной источник выбросов (если применимо согласно проектной документации) <sup>45</sup>
		NO <sub>2</sub>	Нет	Незначительный источник выбросов
	Выбросы CO <sub>2</sub> от сжигания ископаемого топлива для производства электроэнергии на ветроэлектрических станциях и солнечных электростанциях	CO <sub>2</sub>	Да	Основной источник выбросов
		CH <sub>4</sub>	Нет	Незначительный источник выбросов
		NO <sub>2</sub>	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 <sub>2</sub>	Да	Основной источник выбросов
		CH <sub>4</sub>	Нет	Незначительный источник выбросов
		NO <sub>2</sub>	Нет	Незначительный источник выбросов

### 3. Определение базовой линии

17. Базовая линия<sup>46</sup> должна устанавливаться на основании текущих (фактических) или исторических выбросов, скорректированных в сторону уменьшения путем использования консервативных принципов<sup>47</sup>.
18. С учетом тенденций развития международного углеродного рынка, в т. ч. переговорного процесса по правилам торговли сокращениями выбросов по статье 6 Парижского

<sup>44</sup> ППП – потенциал глобального потепления. Для коэффициентов ППП руководствоваться последней версией ГОСТ Р 56267—2014. В случае принятия новых НПА и национальных стандартов с обновленными ППП руководствоваться обновленными версиями.

<sup>45</sup> Учитываются все ПГ, перечисленные в Приложении А Киотского протокола, а также ПГ, контролируемые в рамках Монреальского протокола

<sup>46</sup> Базовая линия по парниковым газам; базовая линия по ПГ (greenhouse gas baseline: GHG baseline) - количественно определенная точка (точки) отсчета выбросов ПГ и/или поглощения ПГ, которая наступила бы в отсутствие проекта по ПГ выражающая базовый сценарий, относительно которого проводятся сравнения проектных выбросов и поглощений ПГ (ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Газы парниковые. Часть 2).

<sup>47</sup> Расчет базовой линии считается консервативным, если не будет завышена конечная оценка сокращений выбросов в результате реализации проектной деятельности. При возникновении сомнений, разработчику проекта лучше использовать значения, приводящие к занижению прогноза базовой линии.

соглашения, методология подразумевает возможность применения одного из приведенных ниже принципов корректировки базовой линии с обоснованием целесообразности выбора<sup>48</sup>:

- (a) наилучшие доступные технологии<sup>49</sup>, которые являются экономически осуществимыми и экологически ориентированными;
  - (b) практика сравнения бизнес-процессов и показателей эффективности с лучшими отраслевыми показателями и передовым опытом других компаний, как минимум на среднем уровне выбросов 20% наиболее эффективных сопоставимых видов деятельности, обеспечивающих аналогичные результаты и услуги в определенной сфере в аналогичных социальных, экономических, экологических и технологических условиях (далее - амбициозный/эталонный сравнительный подход);
  - (c) подход, основанный на текущих (фактических) или исторических выбросах, скорректированных в сторону уменьшения не менее чем на 3%.
19. Приведенные подходы имеют рамочный характер, дающий общее понимание о способах определения базовых линий. Детализированный подход к определению базовой линии для данного типа проектов изложен ниже в разделе 3.
20. Минимальные требования к определению базовой линии для климатических проектов, реализуемых и выпускающих углеродные единицы на территории Российской Федерации, определены в Приказе Минэкономразвития России от 11.05.2022 г. № 248<sup>50</sup>. Предлагаемые в данной методологии подходы согласуются со стандартизированным подходом, применяемым на международном уровне<sup>51</sup>.
21. Разработчик проекта вправе использовать методики и коэффициенты выбросов CO<sub>2</sub>, законодательно утвержденные на территории Российской Федерации<sup>52</sup>. В этом случае разработчик проекта должен самостоятельно определить наиболее актуальный подход и источники выбросов, к оценке которых будут применены методики, задокументировать и обосновать применяемые алгоритмы для органа по валидации и верификации.

### **3.1. Определение сценариев базовой линии**

#### **3.1.1. Сценарий базовой линии для новых электростанций**

22. Если проектная деятельность представляет собой установку новой электростанции со СНЭБ / ВСНЭ или без, как описано в пункте 6(а) или пункте 9(а), сценарий базовой линии - это электроэнергия, которая была бы выработана в результате работы электростанций, подключенных к сети, и а также планового ввода в эксплуатацию новых источников генерации.

---

<sup>48</sup> Подходы к определению базовых линий приводятся в Решении, принятом на Конференции Сторон, в рамках совещания Сторон Парижского соглашения, третья сессия (FCCC/PA/CMA/2021/10/Add.1, статья 6.4 Парижского соглашения, стр. 34, п. 36). URL: [https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cma2021\\_10a01E.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cma2021_10a01E.pdf).

<sup>49</sup> При наличии справочников наилучших доступных технологий (НДТ), применимых к условиям планируемого проекта, используются соответствующие информационно-технические справочники НДТ

<sup>50</sup> Приказ Минэкономразвития России от 11.05.2022 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»

<sup>51</sup> Методология ACM0002. Large-scale Consolidated Methodology. Grid-connected electricity generation from renewable sources. Version 21.0. CDM Methodology

<sup>52</sup> См. Приказ Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 27.05.2022 № 371 «Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов», Приказ Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 16.04.2015 №15-р «Об утверждении методических рекомендаций по проведению добровольной инвентаризации объема выбросов парниковых газов в субъектах Российской Федерации», Руководящие принципы МГЭИК (2006 г.), Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 29.06.2017 № 330 «Об утверждении методических указаний по количественному определению объема косвенных энергетических выбросов парниковых газов»

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

23. Если проектная деятельность представляет собой увеличение электрической мощности со СНЭБ / ВСНЭ или без СНЭБ / ВСНЭ существующей электростанции на возобновляемых источниках энергии и подключенной к сети, как описано в пункте 6(b) или пункте 9(b), или является интеграцией СНЭБ / ВСНЭ в существующую солнечную электростанцию или ветроэлектрическую станцию без осуществления каких-либо других изменений, как описано в пункте 9(c), сценарий базовой линии - это существующая установка, которая будет продолжать поставлять электроэнергию в сеть на исторических уровнях, до того момента, когда объект генерации, вероятно, будет модернизирован/заменен или подвергнут капитальному ремонту ( $DATE_{BaselineOverhaul}$ ), и электроэнергия, поставляемая в сеть за счет добавленной мощности. После момента модернизации/замены/капитального ремонта предполагается, что сценарий базовой линии соответствует проектной деятельности, и никаких сокращений выбросов не происходит.

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

24. Если проектная деятельность представляет собой капитальный ремонт, реконструкцию или модернизацию/техническое перевооружение существующей электростанции, как описано в пункте 6(c) или пункте 6(d) или пункте 6(e), применяется поэтапная процедура определения сценария базовой линии, соответствующая Руководству №001 и включающая шаг 1 (Определить альтернативные сценарии базовой линии для производства электроэнергии), шаг 2 (Барьерный анализ), шаг 3 (Инвестиционный анализ).

25. Рассмотренные варианты Шага 1 из Руководства №001 должны включать:

- (a) Проектная деятельность не осуществляется как климатический проект;
- (b) Продолжение текущей ситуации, то есть использование всего оборудования для производства электроэнергии, которое уже использовалось до реализации проектной деятельности, и проведение технического обслуживания в обычном режиме. Дополнительная электроэнергия, вырабатываемая в рамках проекта, будет вырабатываться на существующих и новых электростанциях, подключенных к электросети в системе электроснабжения; и
- (c) Все другие правдоподобные и достоверные альтернативы проектной деятельности, обеспечивающие увеличение выработки электроэнергии на площадке, которые технически осуществимы. Это включает, в частности, различные уровни модернизации/технического перевооружения, капитального ремонта и/или реконструкции электростанции. Следует принимать во внимание только альтернативы, доступные разработчикам проекта.

**3.1.4. Сценарий базовой линии в случае капитального ремонта существующей солнечной электростанции или ветроэлектрической станции**

26. Если проектная деятельность представляет собой капитальный ремонт существующей солнечной электростанции или ветроэлектрической станции, как описано в пункте 9(d), проектная деятельность обеспечивает возможность поставки дополнительной электроэнергии в сеть с использованием той же существующей генерирующей мощности. Это позволяет повысить коэффициент загрузки электростанции в течение года, что дает возможность поставлять в сеть больше электроэнергии от возобновляемой электростанции в рамках проектной деятельности по сравнению с ситуацией до установки СНЭБ / ВСНЭ. Это потенциально замещает эквивалентный объем производства электроэнергии в сети, которая может состоять из нескольких электростанций, работающих на ископаемом топливе. Сценарий базовой линии определяется по той же процедуре, что и в случае

капитального ремонта, реконструкции или модернизации/технического перевооружения существующей электростанции, описанной выше в п. 3.1.3.

### 3.2. Выбросы в случае реализации базовой линии

27. Выбросы в случае реализации базовой линии включают только выбросы CO<sub>2</sub> от производства электроэнергии на электростанциях, работающих на ископаемом топливе, которые будут замещены в результате деятельности по проекту. Методология предполагает, что вся выработка электроэнергии по проекту, превышающая базовый уровень, производилась бы существующими электростанциями, подключенными к сети, и новыми электростанциями, подключенными к сети. Выбросы в случае реализации базовой линии рассчитываются следующим образом:

$$BE_y = EG_{PJ,y} \times EF_{grid,CM,y} \quad \text{Уравнение (1)}$$

Где:

- $BE_y$  = Выбросы в случае реализации базовой линии в год  $y$  (т CO<sub>2</sub> /год)  
 $EG_{PJ,y}$  = Количество полезной выработки электроэнергии, произведенной и поставленной в сеть в результате реализации проектной деятельности в год  $y$  (МВтч/год)  
 $EF_{grid,CM,y}$  = Коэффициент выбросов CO<sub>2</sub> для генерации сетевой электроэнергии в год  $y$ , рассчитанный на основе Приложения 6 (тCO<sub>2</sub> /МВтч)

#### 3.2.1. Расчет количества полезной выработки электроэнергии

28. Расчет  $EG_{PJ,y}$  различается для новых электростанций, увеличения мощности, капитального ремонта, реконструкции и модернизации/технического перевооружения:

##### 3.2.1.1. Новая электростанция

29. Если проектной деятельностью является строительство новой электростанции со СНЭБ / ВСНЭ или без него, как описано в пункте 6(а) или пункте 9(а), то:

$$EG_{PJ,y} = EG_{facility,y} \quad \text{Уравнение (2)}$$

Где:

- $EG_{PJ,y}$  = Количество полезной выработки электроэнергии, произведенной и поставленной в сеть в результате реализации проектной деятельности в год  $y$  (МВтч/год)  
 $EG_{facility,y}$  = Количество полезной выработки электроэнергии, поставляемой электростанцией проекта в сеть в год  $y$  (МВтч/год)

##### 3.2.1.2. Увеличение электрической мощности ветроэлектростанции, солнечной электростанции или электростанции, использующей энергию прилива и волн

30. В случае ветроэлектрической станции, солнечной электростанции или электростанции, использующей энергию прилива и волн со СНЭБ / ВСНЭ, как описано в пункте 6(б) или пункте 9(б) или пункте 9(с), предполагается, что добавление новой мощности не оказывает существенного влияния на объем выработки электроэнергии, производимый существующими электростанциями. В этом случае электроэнергия, поставляемая в сеть добавленной электростанцией, должна непосредственно учитываться и использоваться для определения  $EG_{PJ,y}$ .



$$EG_{PJ,y} = EG_{PJ\_Add,y} \quad \text{Уравнение (3)}$$

Где:

$EG_{PJ,y}$  = Количество полезной выработки электроэнергии, произведенной и поставленной в сеть в результате реализации проектной деятельности в год  $y$  (МВтч/год)

$EG_{PJ\_Add,y}$  = Количество полезной выработки электроэнергии, поставляемой в сеть в год  $y$  электростанцией, которая была добавлена в рамках проектной деятельности (МВтч/год)

### 3.2.1.3. Капитальный ремонт, реконструкция или модернизация/техническое перевооружение существующей электростанции на возобновляемых источниках энергии

31. Если проектная деятельность представляет собой капитальный ремонт, реконструкцию или модернизацию/техническое перевооружение существующей электростанции на возобновляемых источниках энергии, подключенной к сети, как описано в пункте б(с) или пункте б(d) или пункте (е), или капитальный ремонт существующей солнечной электростанции или ветроэлектрической станции со СНЭБ / ВСНЭ, как описано в пункте 9(d), в методологии используются исторические данные по выработке электроэнергии для определения выработки электроэнергии существующей электростанцией в сценарий базовой линии, предполагая, что историческая ситуация, наблюдаемая до реализации проектной деятельности, будет продолжаться.

32. Выработка электроэнергии на энергообъектах с возобновляемыми источниками энергии может значительно меняться из года в год из-за естественных колебаний доступности возобновляемых источников (например, изменение количества осадков, скорости ветра или солнечной радиации). Поэтому использование короткого временного исторического периода для определения базовой выработки электроэнергии может быть сопряжено со значительной неопределенностью. Методология устраняет эту неопределенность путем корректировки исторического производства электроэнергии на его стандартное отклонение. Это гарантирует, что базовое производство электроэнергии установлено консервативным способом и что рассчитанные сокращения выбросов относятся к проектной деятельности. Без этой корректировки рассчитанное сокращение выбросов может в основном зависеть от естественной изменчивости, наблюдаемой в течение исторического периода, а не от влияния проектной деятельности.

33.  $EG_{PJ,y}$  рассчитывается следующим способом:

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

and

$$EG_{PJ,y} = 0; \text{on/after } DATE_{BaselineOverhaul} \quad \text{Уравнение (5)}$$

Где:

$EG_{PJ,y}$  = Количество полезной выработки электроэнергии, произведенной и поставленной в сеть в результате реализации проектной деятельности в год  $y$  (МВтч/год)

$EG_{facility,y}$  = Количество полезной выработки электроэнергии, поставляемой проектными электростанциями в сеть в год  $y$  (МВтч/год)

- $EG_{historical}$  = Среднегодовая историческая полезная выработка электроэнергии, поставляемая в сеть существующей электростанцией на возобновляемых источниках энергии, эксплуатируемая в границах проектной деятельности до начала реализации проектной деятельности (МВтч/год)
- $\sigma_{historical}$  = Стандартное отклонение среднегодовой исторической полезной выработки электроэнергии, поставляемой в сеть существующей электростанцией на возобновляемых источниках энергии, эксплуатируемая в границах проектной деятельности до начала реализации проектной деятельности (МВтч/год)
- $DATE_{BaselineOverhaul}$  = Точка во времени, когда существующее оборудование должно быть заменено в отсутствие проектной деятельности (дата). Это относится только к проектам по капитальному ремонту или модернизации/техническому перевооружению

34. В случае, если  $EG_{facility,y} < (EG_{historical} + \sigma_{historical})$  в году  $y$ :

$$EG_{PJ,y} = 0 \quad \text{Уравнение (6)}$$

35. Для определения  $EG_{historical}$  разработчики проекта могут выбрать один из двух исторических периодов. Это обеспечивает определенную гибкость: использование более длительного периода времени может привести к более низкому стандартному отклонению, а использование более короткого периода может позволить лучше отразить (технические) обстоятельства, наблюдаемые в последние годы.
36. Разработчики проекта могут выбрать один из следующих двух временных интервалов исторических данных для определения  $EG_{historical}$ :
- Пять последних календарных лет, предшествующих реализации проектной деятельности; или
  - Период времени с календарного года, следующего за  $DATE_{hist}$ , до последнего календарного года перед реализацией проекта, если этот период времени включает не менее пяти календарных лет, где  $DATE_{hist}$  - последний момент времени между:
    - Вводом в эксплуатацию электростанции;
    - Если применимо: последнее увеличение электрической мощности электростанции; или
    - Если применимо: последний капитальный ремонт или реконструкция электростанции.
37. В случае реконструкции, когда электростанция не работала в течение последних пяти календарных лет перед началом реконструкции,  $EG_{historical}$  равен нулю.

### 3.2.2. Расчет $DATE_{BaselineOverhaul}$

38. Для оценки момента времени, когда существующее оборудование потребует модернизации/технического перевооружения/ капитального ремонта в отсутствие проектной деятельности ( $DATE_{BaselineOverhaul}$ ), разработчики проекта могут принять во внимание типичный средний технический срок службы оборудования данного типа<sup>53</sup>, который должен быть определен и задокументирован в соответствии с Приложением 5.

<sup>53</sup> Определяется в соответствующих нормативно-правовых актах РФ или документации (паспортах) для каждого вида технического оборудования

39. Момент времени, когда существующее оборудование должно быть модернизировано/подвергнуто техническому перевооружению или капитальному ремонту в отсутствие проектной деятельности, должен быть выбран консервативным образом, то есть, если определен диапазон, следует выбрать самую раннюю дату.

#### **4. Сроки проекта**

40. Дата начала проектной деятельности не регламентируется.
41. Период кредитования для проектов по сокращению выбросов составляет максимум 5 лет с возможностью продления максимум два раза по 5 лет или максимум 10 лет без возможности продления.
42. Период кредитования начинается не ранее чем за 5 лет до подачи документов на валидацию для проектов, прошедших валидацию до 31 декабря 2025 года, и не ранее чем за 2 года до подачи документов на валидацию для проектов, прошедших валидацию после 1 января 2026 года.
43. Дополнительность и базовая линия должны оцениваться на момент начала кредитного периода и подтверждаться либо пересматриваться на момент начала следующего 5-летнего этапа, если проект проводится 3 раза по 5 лет.

#### **5. Дополнительность**

44. Дополнительность должна быть продемонстрирована с помощью Руководства №001 «Обоснование дополнительности проектной деятельности»<sup>54</sup> с учетом особенностей, изложенных в настоящем разделе.
45. Существующие меры и государственные программы, актуальные для данной проектной деятельности, должны быть четко указаны в проектно-технической документации (ПТД) и включены в оценку дополнительности. Объекты ВИЭ, которые прошли конкурсный отбор и/или получили поддержку по программам договоров о предоставлении мощности (ДПМ) или иные меры и программы государственной поддержки объектов генерации на основе возобновляемых источников энергии не соответствуют условиям дополнительности в рамках данной проектной деятельности.
46. Определение альтернатив проектной деятельности, соответствующих действующим законам и нормативным актам выполняется в соответствии с Руководством №001.
47. Разработчику необходимо предоставить прозрачные и документированные доказательства, а также предложить консервативную интерпретацию этих документированных доказательств и того как они демонстрируют существование и значимость выявленных барьеров.
48. В случае строительства новой электростанции («Электростанция с нуля») или капитального ремонта существующей солнечной или ветроэлектрической электростанции со СНЭБ / ВСНЭ для оценки экономической привлекательности проектной деятельности разработчик проекта должен использовать максимально возможный тариф, который он может получить, поставляя электроэнергию, и/или тарифы, установленные в соответствии с

---

<sup>54</sup> Климатический проект, реализуемый и выпускающий углеродные единицы на территории Российской Федерации, должен соответствовать Статье 9 Федерального закона (№ 296-ФЗ от 02.07.2021) «Об ограничении выбросов парниковых газов», а также критериям, установленным согласно Приказу Минэкономразвития России (№ 248 от 11.05.2022) «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». В иных случаях рекомендуется придерживаться методик МЧР или других одобренных программ реализации климатических проектов на международном уровне.

законодательством Российской Федерации<sup>55</sup>. Только в исключительных случаях, когда разработчик проекта может обосновать предоставление данных о нагрузке/потреблении и структуре выработки электроэнергии в рамках проектной деятельности, могут применяться другие тарифы.

### **5.1. Упрощенная процедура демонстрации дополнительности**

49. Проектная деятельность считается автоматически соответствующей критериям дополнительности, если:
- (a) Применяются исключительно технологии, перечисленные в данном списке:
    - (i) солнечная фотоэнергетика;
    - (ii) ветроэнергетика;
    - (iii) приливная энергетика;
    - (iv) геотермальная энергетика.
  - (b) На момент подачи ПТД выполняется условие, что доля общей установленной мощности конкретной технологии в общей установленной мощности по производству электроэнергии в РФ, равна или меньше 2%;
50. Разработчику проекта необходимо предоставить прозрачные и задокументированные доказательства и обоснование, что приведенные условия выполнены и применимы к технологии проектной деятельности. При возникновении сомнений в представленных в ПТД доказательствах орган по валидации и верификации, имеет право дополнительно запросить, а разработчик проекта обязан предоставить все необходимые доказательства, в том числе расширенное обоснование дополнительности в соответствии с Руководством №001 по обоснованию дополнительности проектной деятельности.

### **6. Требования к плану мониторинга**

51. 100 % данных должны контролироваться, если иное не указано в таблицах Приложений 2 и 3. В зависимости от вида данных параметры необходимо постоянно отслеживать или рассчитать всего один раз в течение периода кредитования.
52. Все измерения должны проводиться с помощью средств измерений, соответствующих нормативным документам по обеспечению единства измерений<sup>56</sup>.
53. Все данные, собранные в рамках мониторинга, должны архивироваться в электронном виде и храниться не менее двух лет после окончания последнего периода кредитования.
54. Расчет параметров, коэффициентов выбросов, исходных данных должен быть задокументирован в электронном виде и приложен к проектно-технической документации (ПТД). Документация должна включать все данные, использованные для расчета

---

<sup>55</sup> Установление цен (тарифов) и (или) предельных уровней производится регулирующими органами в соответствии с целями и принципами государственного регулирования, предусмотренными Федеральным законом от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» и нормативными правовыми актами, в том числе устанавливающими правила функционирования оптового и розничных рынков, например, Постановление Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178 (ред. от 31.08.2023) «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», Постановление Правительства РФ от 4 мая 2012 г. № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии», Приказ Федеральной службы по тарифам от 28 марта 2013 г. № 313-э «Об утверждении Регламента установления цен (тарифов) и (или) их предельных уровней, предусматривающего порядок регистрации, принятия к рассмотрению и выдачи отказов в рассмотрении заявлений об установлении цен (тарифов) и (или) их предельных уровней и формы принятия решения органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов» и пр.

<sup>56</sup> РД 34.09.101-94. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении" (утв. Минтопэнерго РФ 02.09.1994) (ред. от 22.09.1998, с изм. от 13.11.2010)

коэффициентов выбросов и иных параметров. Данные должны быть представлены таким образом, чтобы можно было воспроизвести расчет.

55. Данные и параметры, фиксированные и отслеживаемые в ходе деятельности по проекту, приведены в Приложении 2 и 3. При необходимости, в течение кредитного периода разработчик проекта может повысить периодичность выпуска плана мониторинга по не регулярно отслеживаемым параметрам.

## 7. Проектный сценарий

### 7.1. Выбросы при реализации проектной деятельности

56. Для большинства типов проектов по производству электроэнергии из возобновляемых источников энергии, кроме указанных ниже случаев,  $PE_y = 0$ . Некоторые виды проектной деятельности могут включать в себя проектные выбросы, которые могут быть значительными. Эти выбросы должны быть учтены как выбросы проекта следующим образом:

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{GP,y} + PE_{BESS\_HESS,y} \quad \text{Уравнение (7)}$$

Где:

- $PE_y$  = Выбросы при реализации проектной деятельности в год  $y$  (т  $CO_2$ -экв/год)
- $PE_{FF,y}$  = Выбросы при реализации проектной деятельности от потребления ископаемого топлива в год  $y$  (т  $CO_2$ /год)
- $PE_{GP,y}$  = Выбросы при реализации проектной деятельности от геотермальных электростанций в год  $y$  (т  $CO_2$ -экв/год)
- $PE_{BESS\_HESS,y}$  = Выбросы при реализации проектной деятельности от зарядки СНЭБ или электролиза воды на ВСНЭ с использованием электроэнергии из сети или от резервных электрогенераторов на ископаемом топливе (т  $CO_2$ -экв/год)

#### 7.1.1. Выбросы от сжигания ископаемого топлива ( $PE_{FF,y}$ )

57. Для проектной деятельности, в результате которой также используется ископаемое топливо для производства электроэнергии (установка имеет как возобновляемые, так и невозобновляемые компоненты системы), выбросы  $CO_2$  от сжигания ископаемого топлива должны учитываться как выбросы проекта ( $PE_{FF,y}$ )
58. Для всей проектной деятельности по производству электроэнергии из возобновляемых источников энергии, выбросами, связанными с использованием ископаемого топлива для аварийного электроснабжения, можно пренебречь.
59. Если проектной документацией с учетом специфики объекта генерации предусмотрено в дополнение к или вместо применения СНЭБ или ВСНЭ использование резервного электрогенератора, работающего на ископаемом топливе, необходимо учитывать соответствующие выбросы от сжигания ископаемого топлива таким резервным электрогенератором как проектные выбросы ( $PE_{FF,y}$ ).
60.  $PE_{FF,y}$  должен быть рассчитан в соответствии с методическими указаниями, изложенными в Приказе Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 27.05.2022 № 371 и Приложением 1.
61. Разработчик проекта должен учесть проектные выбросы, связанные с зарядкой СНЭБ или электролизом воды ВСНЭ с помощью резервных генераторов, и рассчитать их, используя подход, изложенный ниже в разделе 7.3.

### 7.1.2. Выбросы от геотермальных электростанций ( $PE_{GP,y}$ )

62. Данный раздел применим ко всем типам геотермальных электростанций и опирается на учет выбросов по всей технологической цепочке в соответствии с проектной документацией<sup>57</sup>.
63. При осуществлении проектов с геотермальными электростанциями разработчики проекта должны принимать во внимание физико-химические характеристики используемого геотермального теплоносителя и учитывать возможные выбросы содержащихся в таком теплоносителе парниковых газов на всех технологических переделах от скважины до турбин согласно технологической схеме, определенной проектной документацией<sup>58</sup>, а также для геотермальных электростанций бинарного цикла<sup>59</sup> учитывать возможные утечки теплоносителя второго контура, если такой теплоноситель второго контура относится к парниковым газам.
64. Неконденсирующиеся газы геотермальных теплоносителей состоят в основном из  $CO_2$  и  $H_2S$ . Они также содержат небольшое количество углеводородов, среди которых преобладают  $CH_4$ . В проектах с геотермальными электростанциями с сухим газом и на парогидротермах<sup>60</sup> неконденсирующиеся газы поступают вместе с паром в электростанцию. Небольшая часть  $CO_2$  преобразуется в карбонат/бикарбонат в контуре охлаждающей воды. Кроме того, часть неконденсирующихся газов повторно закачивается в геотермальный резервуар.
65. 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 геотермальной электростанции технологических решений согласно проектной документации), что все неконденсирующиеся газы, поступающие на электростанцию 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.
66.  $PE_{GP,y}$  рассчитывается в соответствии с проектной документацией применительно к особенностям применяемой на проектной геотермальной электростанции технологической

---

<sup>57</sup> В данном разделе применимо следующее определение. Проектная документация - документация, содержащая материалы в текстовой форме и в виде карт (схем) и определяющую архитектурные, функционально-технологические, конструктивные и инженерно-технические решения для обеспечения строительства, реконструкции объектов капитального строительства, их частей, капитального ремонта. Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29.12.2004 N 190-ФЗ (ред. от 04.08.2023), ст.48

<sup>58</sup> См. выше

<sup>59</sup> 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.

<sup>60</sup> 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.

схемы производства электроэнергии и физико-химических характеристик используемого геотермального теплоносителя.

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

(а) Выбросы при реализации проектной деятельности от геотермальных электростанций с сухим паром или на парогидротермах в результате выброса неконденсирующихся газов рассчитываются по формуле:

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

Где:

$w_{steam,CO_2,y}$  = Средняя массовая доля  $CO_2$  в произведенном паре в год  $y$  (т  $CO_2$  /т пара)

$w_{steam,CH_4,y}$  = Средняя массовая доля  $CH_4$  в произведенном паре в год  $y$  (т  $CH_4$  /т пара)

$GWP_{CH_4}$  = Потенциал глобального потепления (GWP)  $CH_4$ , действительный для соответствующего периода (т $CO_2$ -экв/т $CH_4$ )

$M_{steam,y}$  = Количество пара, произведенного в год  $y$  (т пара/год)

(б) Выбросы при реализации проектного сценария от геотермальной электростанции бинарного цикла вследствие физической утечки неконденсирующихся газов и рабочей жидкости рассчитываются по формуле:

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

Где:

$PE_{steam,y}$  = Выбросы при реализации проектной деятельности от эксплуатации геотермальной электростанции бинарного цикла вследствие физической утечки неконденсирующихся газов в год  $y$  (т  $CO_2$  э/год). Если разница между притоком и оттоком пара на электростанции составляет менее 1%, то разработчики проекта не обязаны учитывать эти выбросы

$PE_{working\ fluid,y}$  = Выбросы при реализации проектной деятельности от эксплуатации геотермальной электростанции бинарного цикла вследствие физической утечки рабочей жидкости, содержащейся в теплообменниках, в год  $y$  (т $CO_2$ -экв/год)

$$PE_{steam,y} = (M_{inflow,y} - M_{outflow,y}) \times (w_{steam,CO_2,y} + w_{steam,CH_4,y} \times GWP_{CH_4}) \quad \text{Уравнение (10)}$$

Где:

$M_{inflow,y}$  = Количество пара, поступающего в геотермальную установку в год  $y$  (т пара/год)

$M_{outflow,y}$  = Количество пара, выходящего из геотермальной установки в год  $y$  (т пара/год)

$w_{steam,CO_2,y}$  = Средняя массовая доля  $CO_2$  в произведенном паре в год  $y$  (т  $CO_2$  /т пара)

$W_{steam,CH_4,y}$  = Средняя массовая доля  $CH_4$  в произведенном паре в год  $y$  (т  $CH_4$  /т пара)

$GWP_{CH_4}$  = Потенциал глобального потепления (GWP)  $CH_4$ , действительный для соответствующего периода (т $CO_2$ -экв/т $CH_4$ )

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

Где:

$M_{working\ fluid,y}$  = Количество прокаченной рабочей жидкости в год  $y$  (т рабочей жидкости/год)

$GWP_{working\ fluid}$  = Потенциал глобального потепления для рабочей жидкости, используемой в геотермальной электростанции бинарного цикла

### 7.1.3. Выбросы от зарядки СНЭБ или электролиза воды ВСНЭ с использованием энергии от сети или от резервных электрогенераторов на ископаемом топливе ( $PE_{BESS\_HESS,y}$ )

68. В нормальных условиях СНЭБ должны заряжаться электроэнергией или ВСНЭ вырабатывать водород методом электролиза воды с использованием электроэнергии соответствующей электростанции на возобновляемых источниках энергии. В исключительных случаях (аварийных) СНЭБ может заряжаться или ВСНЭ вырабатывать водород, используя электроэнергию от электросети или от резервных генераторов, работающих на ископаемом топливе ( $EG_{BESS\_HESS,y}$ ).

69. В случаях, когда СНЭБ заряжается или получение водорода на ВСНЭ происходит с использованием электроэнергии из сети, соответствующие проектные выбросы ( $PE_{BESS\_HESS,y}$ ) могут быть рассчитаны по рекомендациям из Приложения 6.

70. В случаях, когда СНЭБ заряжается или получение водорода на ВСНЭ происходит с использованием электроэнергии от резервных генераторов, работающих на ископаемом топливе, соответствующие проектные выбросы ( $PE_{BESS\_HESS,y}$ ) должны быть рассчитаны в соответствии с методическими указаниями, изложенными в Приказе Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 27.05.2022 № 371 с учетом объема сожженного вида топлива и процедурой, описанной в Приложении 1.

71. В соответствии с требованием пункта 9(d), зарядка от сети или резервного электрогенератора на ископаемом топливе не должна составлять более 2% от электроэнергии, произведенной проектной электростанцией на возобновляемых источниках энергии за период мониторинга. В периоды, когда зарядка СНЭБ или выработка водорода на ВСНЭ потребляет более 2% электроэнергии от энергосети или резервного электрогенератора, разработчик проекта не имеет права на выдачу углеродных единиц за соответствующий период.

### 7.2. Сокращение выбросов

72. Сокращение выбросов рассчитывается следующим образом:

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad \text{Уравнение (12)}$$

Где:

$ER_y$  = Сокращение выбросов в год  $y$  (т $CO_2$ -экв/год)

$BE_y$  = Выбросы в случае реализации базовой линии в год  $y$  (т $CO_2$ /год)

$PE_y$  = Выбросы при реализации проектной деятельности в год  $y$  (т $CO_2$ -экв/год)



### 7.2.1. Оценка сокращения выбросов до осуществления валидации

73. Разработчики проекта должны подготовить в рамках ПТД оценку вероятных сокращений выбросов от предлагаемой проектной деятельности в период кредитования. В этой оценке должна использоваться та же методология, которая была выбрана выше. Если коэффициент выбросов ( $EF_{CM,grid,y}$ ) определяется до осуществления валидации в ходе мониторинга, разработчики проекта могут использовать прогнозные модели или другие инструменты, утвержденные действующими законами и нормативными актами, для оценки сокращений выбросов до валидации.

### 7.3. Управление рисками

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

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

75. Рекомендуемая для заполнения таблица, отражающая результат принятых мер по управлению рисками приведена в Приложении 7.

## 8. Оценка выбросов от утечек проектной деятельности

76. Согласно Приказу Минэкономразвития России от 11.05.2022 г. N 248<sup>61</sup> мероприятия проекта не должны приводить к совокупному увеличению массы выбросов парниковых газов или снижению уровня их поглощения вне области влияния таких мероприятий. При этом необходимо принимать во внимание и полностью учитывать тот факт, что если утечки проекта<sup>62</sup> существуют, то они должны быть оценены.

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

78. В то же время если разработчик проекта с высокой степенью вероятности предполагает или знает о возможных утечках вследствие проектной деятельности, он должен самостоятельно

<sup>61</sup> Приложение N 1 к приказу Минэкономразвития России от 11.05.2022 г. № 248, пункт "в"

<sup>62</sup> Утечка проектной деятельности – нетто-изменение антропогенных выбросов из источников ПГ, которое происходит за пределами границ проекта, поддается измерению и связано с деятельностью в рамках климатического проекта (если это применимо) (см. CDM-EB07-A04-GLOS Glossary CDM terms. Version 11.0)

определить наиболее подходящие методы, которые будут применяться для оценки утечек, задокументировать и обосновать применяемые алгоритмы для органа валидации и верификации, включая подходы, применяемые на международном уровне.

79. Возможные виды утечек:

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

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

## **9. Минимизация риска непостоянства**

81. Не применимо к данной проектной деятельности.

## **10. Методы предотвращения двойного учета, негативных эффектов на окружающую среду и общество**

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

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

- (a) имеют статус ООПТ;
- (b) предложены включения в список ООПТ;
- (c) признаны авторитетными источниками территориями природоохранной ценностью;
- (d) признаны охраняемыми традиционными местными общинами.

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

85. При подготовке и реализации климатического проекта разработчику проекта рекомендуется учитывать цели устойчивого развития в соответствии с ГОСТ Р ИСО 14080-2021.

86. Разработчику проекта необходимо задокументировать в ПТД и предоставить для органа по валидации и верификации информацию о существовании риска того, что его проект может привести к негативным последствиям. Для данного типа проектов необходимо также учесть негативное воздействие проекта на окружающую среду от деятельности по демонтажу, переработки и утилизации установленного оборудования после завершения реализации проекта.
87. Разработчику проекта необходимо избегать двойного учета между границами проекта, между отчетностью компании и отчетностью по проекту, между отчетностью разных компаний, между субъектами РФ и разными странами в случае международной передачи углеродных единиц. В последнем случае необходимо продемонстрировать, что углеродные единицы, переданные на международном уровне, исключаются из учета количественных целей определенного на национальном уровне вклада Российской Федерации.
88. С целью недопущения двойного учета результаты проектов, зарегистрированные в национальном реестре, не могут быть повторно зарегистрированы в других реестрах. Органам по валидации и верификации рекомендуется во время процедуры валидации климатического проекта исключить двойной учет одного и того же проекта в Национальном реестре, с учетом поданных заявок от разных юридических лиц, а также в последствии (стадия реализации климатического проекта) отслеживать количество выписанных углеродных единиц с целью недопущения двойной выписки углеродных единиц за одно и то же сокращение (предотвращение) выбросов ПГ.
- 11. Рекомендации в отношении изменения и/или сохранения базовой линии в случае продления периода кредитования и проектной деятельности**
89. При продлении периода кредитования проект подлежит проверке с элементами валидации и технической оценки органом по валидации и верификации для определения необходимых обновлений исходных условий, дополнительности и количественной оценки сокращений выбросов.
90. Продление периода кредитования зарегистрированной проектной деятельности предоставляется только в том случае, если Разработчик проекта может предоставить свидетельства того, что первоначальная базовая линия проекта все еще действительна или была обновлена с учетом новых данных (если это применимо).
91. Разработчик проекта должен обновить разделы проектно-технической документации, относящиеся к базовой линии, расчетным сокращениям выбросов и плану мониторинга, используя утвержденную методологию базовой линии и мониторинга: последняя утвержденная версия методологии базовой линии и мониторинга, примененная в первоначальной ПТД зарегистрированной проектной деятельности, должна использоваться во всех случаях, когда это применимо.
92. Демонстрация достоверности первоначальной базовой линии или ее обновления не требует повторной оценки базового сценария, а скорее оценки выбросов, которые могли бы произойти в результате этого сценария. Дополнительность при возобновлении периода кредитования проверяется на соответствие критериям в рамках Упрощенная процедуры демонстрации дополнительности или Руководства №001, в случае неприменимости критериев Упрощенной процедуры данной методологии на дату начала нового периода кредитования.
93. Если был выполнен пересмотр или обновление базовой линии зарегистрированной деятельности по проекту, Разработчик проекта должен обосновать органу по валидации и верификации необходимость отклонения от утвержденной методологии с целью продления периода кредитования.
94. **Оценка достоверности исходной/текущей базовой линии и обновление базовой линии при продлении периода кредитования.** Процедура оценки сохранения достоверности базовой линии и обновления базовой линии при продлении периода кредитования состоит

из двух этапов. Первый этап состоит из оценки достоверности текущей базовой линии для следующего периода кредитования. Второй этап применим, если текущая базовая линия не действительна для следующего периода кредитования и требуется обновление базовой линии (см. Приложении 4).

## 12. Нормативные ссылки

АСМ0002. Крупномасштабная консолидированная методология. Производство электроэнергии из возобновляемых источников с подключением к сети. Версия 21.0. Методика МЧР

Приказ Министерства экономического развития России от 11 мая 2022 г. № 248 «Об утверждении критериев и порядка отнесения проектов, реализуемых юридическими лицами, индивидуальными предпринимателями или физическими лицами, к климатическим проектам, формы и порядка представления отчетности о реализации климатического проекта» (Зарегистрировано в Министерстве юстиции России 30 мая 2022 г. № 68642).

ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Парниковые газы. Часть 1. Требования и Руководство по количественной оценке и отчетности о выбросах и поглощении парниковых газов на уровне организации (утверждены и введены в действие Приказом Росстандарта от 30.09.2021 № 1029-ст).

ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Парниковые газы. Часть 2. Требования и Рекомендации к документам по количественной оценке, мониторингу и отчетности для проектов по сокращению выбросов парниковых газов или увеличению их поглощения на уровне проекта (утверждены и введены в действие Приказом Росстандарта от 30 сентября 2021 г. № 1030-ст).

ГОСТ Р ИСО 14064-3-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Парниковые газы. Часть 3. Требования и Руководство по валидации и верификации отчетности о парниковых газах (утверждены и введены в действие Приказом Росстандарта от 30.09.2021 № 1031-ст).

ГОСТ Р ИСО 14065-2014. Национальный стандарт Российской Федерации. Парниковые газы. Требования к органам по валидации и верификации парниковых газов для их применения при аккредитации или иных формах признания (утверждены и введены в действие Приказом Росстандарта от 26.11.2014 № 1869-ст).

ГОСТ Р ИСО 14080-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Управление парниковыми газами и сопутствующая деятельность. Система подходов и методологического обеспечения для реализации климатических проектов (утверждена и введена в действие Приказом Росстандарта от 30.09.2021 № 1033-ст).

Приказ Министерства природных ресурсов России от 27 мая 2022 года № 371 «Об утверждении методик количественного определения объема выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов» (с 1 марта 2023 года, за исключением отдельных положений, вступающих в силу с 1 марта 2024 года).

TOOL01 Methodological tool. Tool for the demonstration and assessment of additionality. Version 07.0.0. CDM Methodology

Methodological Tool. Assessment of the validity of the original/current baseline and update of the baseline at the renewal of the crediting period. Version 03.0.1. CDM Methodology

МГЭИК 2006. Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов Межправительственной группы экспертов по изменению климата, 2006 г. /Под ред. С. Игглестона, Л. Буэндиа, К. Мива, Т. Нгара и К. Танабе. // Т.1-5. – ИГЕС// Хайяма. 2006.

TOOL03 Методологический инструмент. Инструмент для расчета проектных или утечек выбросов CO<sub>2</sub> от сжигания ископаемого топлива. Версия 03.0. Методика МЧР

TOOL05 Методологический инструмент. Базовые, проектные выбросы и/или утечки выбросов от потребления электроэнергии и мониторинг выработки электроэнергии. Версия 03.0. Методика МЧР

TOOL07 Методологический инструмент. Инструмент для расчета коэффициента выбросов для системы электроснабжения. Версия 07.0. Методика МЧР

TOOL32 Методологический инструмент. Позитивные списки технологий. Версия 04.0. Методика МЧР

Руководство № 001. Обоснование дополнительности проектной деятельности

Федеральный закон от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (с изменениями и дополнениями).

ГОСТ Р МЭК 62485-5-2021 Батареи аккумуляторные и батарейные установки. Требования безопасности. Часть 5. Безопасность стационарных литий-ионных батарей.

ГОСТ Р 54531-2011 Нетрадиционные технологии. Возобновляемые и альтернативные источники энергии. Термины и определения.

ГОСТ Р 58092.5.1-2018 (IEC 62933-5-12017) Системы накопления электрической энергии (СНЭЭ). Безопасность систем, работающих в составе сети. Общие требования.

ГОСТ Р 56909-2016 Нетрадиционные технологии. Геотермальная энергетика. Термины и определения.

ГОСТ Р 58092.3.3- 2023 Системы накопления электрической энергии. Проектирование и оценка рабочих параметров

ГОСТ Р 70787-2023 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Возобновляемые источники энергии. Технические требования к фотоэлектрическим солнечным станциям.

ГОСТ Р 58092.3.2-2023 Системы накопления электрической энергии. Проектирование и оценка рабочих параметров. Применения с преимущественным использованием мощности и интеграция с возобновляемыми источниками энергии.

ГОСТ Р 58092.3.3- 2023 Системы накопления электрической энергии. Проектирование и оценка рабочих параметров

ГОСТ Р МЭК 62485-5-2021 Батареи аккумуляторные и батарейные установки. Требования безопасности. Часть 5. Безопасность стационарных литий-ионных батарей

ГОСТ Р 54531—2011 Нетрадиционные технологии. Возобновляемые и альтернативные источники энергии. Термины и определения

ГОСТ Р 57114-2016. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения

ГОСТ 19431-84. Энергетика и электрификация. Термины и определения

ГОСТ 24291-90 Межгосударственный стандарт. Электрическая часть электростанции и электрической сети. Термины и определения

ГОСТ Р 70214-2022. Гидротехника. Основные понятия. Термины и определения

Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29.12.2004 N 190-ФЗ (ред. от 04.08.2023), ст.48

РД 34.09.101-94. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении" (утв. Минтопэнерго РФ 02.09.1994) (ред. от 22.09.1998, с изм. от 13.11.2010)

Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 05.08.2000 № 117-ФЗ (ред. от 18.03.2023) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.04.2023 г.)

## Приложение 1. Расчет выбросов CO<sub>2</sub> по проектам и/или утечек в результате сжигания ископаемого топлива

1. В приложении описаны процедуры расчета выбросов CO<sub>2</sub> по проектам и/или утечек в результате сжигания ископаемого топлива. Его можно использовать в тех случаях, когда выбросы CO<sub>2</sub> от сжигания ископаемого топлива рассчитываются на основе объема сожженного топлива и его характеристик. При использовании методологии расчета необходимо указать тип процесса сжигания  $j$ , к которому применяется это приложение.
2. Выбросы CO<sub>2</sub> от сжигания ископаемого топлива в процессе  $j$  рассчитываются на основе объема сжигаемого топлива и коэффициента выбросов CO<sub>2</sub> для этих видов топлива следующим образом:

$$PE_{FC,j,y} = \sum_i FC_{i,j,y} \times COEF_{i,y}$$

Где:

$PE_{FC,j,y}$	Выбросы CO <sub>2</sub> от сжигания ископаемого топлива в процессе $j$ в течение года $y$ (тCO <sub>2</sub> /год)
$FC_{i,j,y}$	Объем топлива типа $i$ , сожженного в процессе $j$ в течение года $y$ (единица массы или объема/год)
$COEF_{i,y}$	Коэффициент выбросов CO <sub>2</sub> топлива типа $i$ в году $y$ (тCO <sub>2</sub> /единица массы или объема)
$i$	Тип топлива, сожженного в процессе $j$ в течение года $y$

3. Коэффициент выбросов CO<sub>2</sub>  $COEF_{i,y}$  может быть рассчитан с использованием одного из следующих двух вариантов. *Вариант А* должен быть предпочтительным подходом при наличии необходимых данных.
4. **Вариант А.** Коэффициент выбросов CO<sub>2</sub>  $COEF_{i,y}$  рассчитывается на основе полного анализа ископаемого топлива типа  $i$ , используя следующий подход:  
Если  $FC_{i,j,y}$  измеряется в единице массы:

$$COEF_{i,y} = w_{C,i,y} \times 44/12$$

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

$$COEF_{i,y} = w_{C,i,y} \times \rho_{i,y} \times 44/12$$

Где:

$COEF_{i,y}$	Коэффициент выбросов CO <sub>2</sub> от использования топлива типа $i$ в год $y$ (т CO <sub>2</sub> /единица массы или объема)
$w_{C,i,y}$	Массовая доля углерода в топливе типа $i$ в год $y$ (тC/единица масса топлива)
$\rho_{i,y}$	Плотность топлива типа $i$ в год $y$ (единица массы/единица объема топлива)
$i$	Тип топлива, сожженного в процессе $j$ в течение года $y$

5. **Вариант Б.** Коэффициент выбросов CO<sub>2</sub> COEF<sub>*i,y*</sub> рассчитывается на основе чистой теплотворной способности и коэффициента выбросов CO<sub>2</sub> топлива типа *i*, используя следующий подход:

$$COEF_{i,y} = NCV_{i,y} \times EF_{CO_2,i,y}$$

Где:

$COEF_{i,y}$	Коэффициент выбросов CO <sub>2</sub> от использования топлива типа <i>i</i> в год <i>y</i> (т CO <sub>2</sub> /единица массы или объема)
$NCV_{i,y}$	Средняя низшая теплотворная способность ископаемого топлива типа <i>i</i> , использованного в год <i>y</i> (ГДж/единицы массы или объема)
$EF_{CO_2,i,y}$	Средневзвешенный коэффициент выбросов CO <sub>2</sub> от топлива типа <i>i</i> в год <i>y</i> (тCO <sub>2</sub> /ГДж)
<i>i</i>	Тип топлива, сожженного в процессе <i>j</i> в течение года <i>y</i>



## Приложение 2. Постоянные данные и параметры мониторинга

1. Общие параметры, не подлежащие мониторингу в результате деятельности по реализации климатического проекта.

№	Параметр	Единица данных	Описание	Источник данных	Порядок измерений
1.	$GWP_{CH4}$	т CO <sub>2</sub> -экв/т CH <sub>4</sub>	Потенциал глобального потепления метана, действительный для соответствующего периода действия обязательств	МГЭИК	25 т CO <sub>2</sub> /т CH <sub>4</sub> <sup>63</sup>
2.	$EG_{historical}$	МВтч/год	Среднегодовая историческая полезная выработка электроэнергии, поставляемая в сеть существующей электростанцией на возобновляемых источниках энергии, эксплуатируемая в границах проектной деятельности до начала реализации проектной деятельности	Место проведения проектной деятельности	Приборы коммерческого учета электрической энергии
3.	$\sigma_{historical}$	МВтч/год	Стандартное отклонение среднегодовой исторической полезной выработки электроэнергии, поставляемой в сеть существующей электростанцией на возобновляемых источниках энергии, эксплуатируемая в границах проектной деятельности до начала реализации проектной деятельности	Рассчитано на основе данных, использованных для $EG_{historical}$	Параметр, рассчитываемый как стандартное отклонение годовых данных о генерации, используемых для расчета $EG_{historical}$ для капитального ремонта, реконструкции, или модернизации/технического перевооружения при реализации проектной деятельности.
4.	$DATE_{BaselineOverhaul}$	дата	Точка во времени, когда существующее оборудование должно быть заменено в отсутствие проектной деятельности	Место проведения проектной деятельности	В соответствии с положениями вышеуказанной методологии
5.	$DATE_{hist}$	дата	Точка во времени, с которой может начаться историческая отсчет для проведения капитального ремонта, реконструкции или модернизации/технического перевооружения в рамках проектной деятельности	Место проведения проектной деятельности	$DATE_{hist}$ - это последний момент времени между: (а) Вводом в эксплуатацию электростанции; (б) Если применимо: последнее увеличение электрической мощности электростанции; или (с) Если применимо: последний капитальный ремонт или реконструкция электростанции.

<sup>63</sup> Коэффициент представлен в соответствие с последней версией ГОСТ Р 56267—2014. В случае принятия новых НПА и национальных стандартов с обновленными ППП руководствоваться обновленными версиями.

№	Параметр	Единица данных	Описание	Источник данных	Порядок измерений
6.	<i>Процентная доля от общей установленной мощности конкретной технологии</i>	%	Процентная доля общей установленной мощности конкретной технологии в общей установленной мощности электрогенерации, подключенной к сети, в стране	Национальная статистика или другие официальные данные	
7.	<i>Общая установленная мощность технологии</i>	%	Общая установленная мощность технологии в принимающей стране	Национальная статистика или другие официальные данные	
8.	<i>GWP<sub>working fluid</sub></i>	-	Потенциал глобального потепления рабочей жидкости	МГЭИК 2014, ГОСТ Р 56267—2014	

### Приложение 3. Данные и параметры мониторинга

1. Все данные, собранные в рамках мониторинга, должны архивироваться в электронном виде и храниться не менее двух лет после окончания последнего периода кредитования. 100% данных должны быть подвергнуты мониторингу, если в приведенных ниже таблицах не указано иное. Все измерения должны проводиться с помощью калиброванного измерительного оборудования согласно соответствующим отраслевым стандартам.
2.  $EG_{facility,y}$ ,  $EG_{PJ\_Add,y}$ ,  $EG_{BESS\_HESS,y}$ ,  $EF_{grid,CM,y}$  и  $PE_{FF,y}$  должны быть определены в соответствие с Приложениями 1 и 6.

№	Параметр	Единица данных	Описание	Источник данных	Порядок измерений	Периодичность мониторинга	Процедуры обеспечения и контроля качества	Комментарии
9.	$w_{steam,CO2,y}$	т CO <sub>2</sub> /т пара	Средняя массовая доля углекислого газа в произведенном паре в год $y$	Место проведения проектной деятельности	Отбор проб неконденсирующихся газов должен проводиться в эксплуатационных скважинах и/или на границе парового поля и электростанции с использованием стандартной практики ASTM E1675 или других национальных стандартов. Процедура отбора и анализа проб CO <sub>2</sub> и CH <sub>4</sub> 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 <sub>2</sub> S и CO <sub>2</sub> растворяются в растворителе, а остаточные соединения остаются в газообразной фазе. Затем газовая часть анализируется с помощью газовой хроматографии для определения содержания остатков, включая CH <sub>4</sub> . Все концентрации алканов представлены в пересчете на метан	Не реже одного раза в три месяца и чаще, если необходимо		Применимо к проектам геотермальной энергетики
10	$w_{steam,CH4,y}$	т CH <sub>4</sub> /т пара	Средняя массовая доля метана в произведенном паре в год $y$	Место проведения проектной деятельности	В соответствии с процедурами, описанными для $w_{steam,CO2,y}$	В соответствии с процедурами, описанными для $w_{steam,CO2,y}$		Применимо к проектам геотермальной энергетики
11	$M_{steam,y}$	т пара/год	Количество пара, произведенного в год $y$	Место проведения проектной деятельности	Количество пара, выходящего из геотермальных скважин, должно быть измерено с помощью расходомера Вентури (или другого оборудования, по крайней мере, с такой же точностью). Для определения свойств пара необходимо измерение температуры и давления перед расходомером Вентури. Расчет количества пара должен проводиться на постоянной основе и	Ежедневно		Применимо к проектам геотермальной энергетики

№	Параметр	Единица данных	Описание	Источник данных	Порядок измерений	Периодичность мониторинга	Процедуры обеспечения и контроля качества	Комментарии
					основываться на национальных или международных стандартах. Результаты измерений должны быть прозрачно обобщены в регулярных производственных отчетах			
12	$M_{inflow,y}$	т пара/год	Количество пара, поступающего в геотермальную установку в год у	Место проведения проектной деятельности	Количество пара, поступающего на электростанцию, должно измеряться расходомером Вентури (или другим оборудованием, по крайней мере, с такой же точностью). Для определения свойств пара необходимо измерение температуры и давления перед расходомером Вентури. Расчет количества пара должен проводиться на постоянной основе и основываться на национальных или международных стандартах. Результаты измерений должны быть прозрачно обобщены в регулярных производственных отчетах	Непрерывно	Расходомер должен быть откалиброван в соответствии с национальными, международными инструкциями или инструкциями производителя. Записанные данные должны ежедневно храниться в центральной базе данных с резервным копированием	
13	$M_{outflow,y}$	т пара/год	Количество пара, выходящего из геотермальной установки в год у	Место проведения проектной деятельности	Количество пара, поступающего на электростанцию, должно измеряться расходомером Вентури (или другим оборудованием, по крайней мере, с такой же точностью). Для определения свойств пара необходимо измерение температуры и давления перед расходомером Вентури. Расчет количества пара должен проводиться на постоянной основе и основываться на национальных или международных стандартах. Результаты измерений должны быть прозрачно обобщены в регулярных производственных отчетах	Непрерывно	Расходомер должен быть откалиброван в соответствии с национальными, международными инструкциями или инструкциями производителя. Записанные данные должны ежедневно храниться в центральной базе данных с резервным копированием	
14	$M_{working\ fluid,y}$	т рабочей жидкости/год	Количество рабочей жидкости, вытекшей в год у	Место реализации проекта	Измеряется по журналам регистрации и отчетам о техническом обслуживании установки	Ежегодно	Измеряется по количеству рабочего потока жидкости в бинарную систему геотермальной установки. Перекрестная проверка со счетами-фактурами	

#### Приложение 4. Оценка достоверности исходной/текущей базовой линии при продлении периода кредитования

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

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

##### **А. Оценка обоснованности текущей базовой линии для следующего периода кредитования**

3. *Оценить соответствие текущей базовой линии актуальным обязательным национальным и/или отраслевым мерам и законодательству.*

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

4. *Оценить влияние обстоятельств.*

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

5. *Оценить возможность продолжения использования текущего базового оборудования или инвестиций как наиболее вероятного сценария на запрашиваемое продление периода кредитования.*

Если базовым сценарием проектной деятельности является продолжение использования текущего оборудования без каких-либо дополнительных инвестиций, а разработчик проекта или третья сторона (стороны) осуществят инвестиции позже, но до окончания периода кредитования, то текущая базовая линия должна быть обновлена для этого периода кредитования, или учёт сокращений выбросов должен быть ограничен периодом до прекращения работы оборудования базовой линии.

6. *Оценить достоверность данных и параметров.*

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

Если применение п. 1, 2, 3 и 4 подтвердило, что текущая базовая линия, а также данные и параметры остаются действительными для последующего периода кредитования, то данная базовая линия, данные и параметры **могут быть использованы при продлении периода кредитования**. В противном случае — следует перейти к Этапу Б.

##### **Б. Обновление текущей базовой линии, данных и параметров**

Данный этап применим только в том случае, если любой из п. 1, 2, 3 и/или 4 показал, что текущая базовая линия нуждается в обновлении.

7. *Обновление текущей базовой линии*

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

8. *Обновление данных и параметров*

Если выполнение п. 4 показало, что данные и/или параметры, которые были определены в начале периода кредитования и не подвергались мониторингу в течение периода кредитования, в текущий момент времени не действительны, разработчик проекта должен обновить все такие применяемые и используемые данные и параметры.

## Приложение 5. Определение остаточного срока службы оборудования

1. Приложение предоставляет руководство для определения оставшегося срока службы базового или проектного оборудования. Руководство может, например, использоваться для проектной деятельности, которая включает замену существующего оборудования новым оборудованием или модернизацию/техническое перевооружение существующего оборудования в рамках мероприятий по повышению энергоэффективности.
2. Руководство содержит процедуры для определения следующего параметра: **Остаточный срок службы (ОС)**. Остаточный срок службы оборудования — это время, в течение которого существующее оборудование может продолжать работать, прежде чем его придется заменить/вывести из эксплуатации по техническим причинам, таким как возраст оборудования, соображения безопасности или ухудшение характеристик. Остаточный срок службы выражается в годах или часах работы.
3. Для проектной деятельности, которая включает несколько видов оборудования, разработчики проекта могут либо определить остаточный срок службы для каждого вида оборудования, либо определить остаточный срок службы как наиболее консервативный из отдельных остаточных сроков службы оборудования, применив любой из вариантов (а)-(с).
4. Если остаточный срок службы существующего оборудования, которое будет продолжать работать при реализации базовой линии, продлевается из-за реализации проектной деятельности, то учет сокращений выбросов должен быть ограничен самым коротким расчетным оставшимся сроком службы оборудования при реализации базовой линии. Другими словами, следует использовать самый ранний момент времени, когда любое из существующего оборудования должно быть заменено или модернизировано в отсутствие проектной деятельности, если в методологии не указано иное. Принадлежности/компоненты малого оборудования, такие как небольшие насосы, двигатели, клапаны и т.д., которые обычно заменяются в рамках регулярного технического обслуживания, не нужно включать в область применения определения оставшегося срока службы.

### **Вариант (а): Используйте информацию производителя о техническом сроке службы оборудования и сравните его с датой первого ввода в эксплуатацию**

5. В этом варианте остаточный срок службы определяется как разница между техническим сроком службы (technical lifetime) и сроком фактической эксплуатации (operational time).
6. Этот вариант может быть применен только в том случае, если:
  - (а) имеется информация производителя о техническом сроке службы оборудования;
  - (б) разработчики проекта могут продемонстрировать, что оборудование эксплуатировалось и обслуживалось в соответствии с рекомендациями поставщика оборудования, чтобы гарантировать, что технический срок службы, указанный производителем, не сократился; и
  - (с) отсутствуют графики периодической модернизации/технического перевооружения/замены или практики плановой модернизации/технического перевооружения/замены, характерных для данного промышленного объекта, которые требуют досрочной замены оборудования до истечения технического срока службы;
  - (д) оборудование не имеет конструктивных недостатков или дефектов и не имело никаких промышленных аварий, из-за которых оборудование не может работать на номинальных уровнях производительности.
7. Необходимо предоставить документацию, подтверждающую эти условия, например информацию об истории эксплуатации оборудования.

8. Время эксплуатации должно быть определено на основе истории эксплуатации оборудования с даты его первого ввода в эксплуатацию.
9. В случаях, когда оборудование было модернизировано до начала реализации проектной деятельности или были предприняты меры по повышению энергоэффективности, которые увеличили оставшийся срок службы, технический срок службы, предоставленный поставщиком оборудования, может быть уже не действителен. В этом случае разработчикам проекта следует придерживаться одного из следующих подходов:
  - (a) Если модернизация/техническое перевооружение были проведены производителем оборудования, то производитель оборудования может предоставить пересмотренную оценку технического срока службы;
  - (b) Применить первоначальный технический срок службы, предоставленный производителем оборудования на момент установки оборудования, если предположение о более коротком сроке службы является консервативным (например, в случае оборудования при реализации базовой линии, которое заменяется в рамках проектной деятельности);
  - (c) Выбрать другие варианты, предусмотренные в данном приложении для определения оставшегося срока службы.
10. В случае перемещенного оборудования (оборудование, которое уже эксплуатировалось на другом объекте и перевезено на объект проектной деятельности, где оно продолжает работать), при определении срока эксплуатации следует учитывать историю эксплуатации на предыдущем объекте (объектах).

**Вариант (b): Получить экспертную оценку**

11. В этом варианте для определения остаточного срока службы оборудования можно обратиться к независимому эксперту, имеющему соответствующий опыт в оценке остаточного срока службы для данного типа оборудования. Информация, которая может быть оценена, включает анализ
  - (a) Истории эксплуатации оборудования для выявления прошлых характеристик, модернизации/технического перевооружения оборудования, ошибок/аварий, повышения/понижения мощности, замены и т.д.;
  - (b) Текущей практики эксплуатации и технического обслуживания;
  - (c) Документированных конкретных отраслевых/промышленных практик модернизации/технического перевооружения/замены;
  - (d) Проведение испытаний оборудования, таких как исследования магнитных частиц, ультразвуковые испытания, анализ материала и т.д.
12. Эксперт должен задокументировать свои методы и выводы и предоставить экспертную оценку с указанием предполагаемого оставшегося срока службы оборудования. Вся соответствующая документация должна быть представлена в ПТД для проверки.

**Вариант (c): Использовать значения по умолчанию**

13. В этом варианте разработчики проекта могут использовать следующие значения по умолчанию для технического срока службы и определить остаточный срок службы как разницу между техническим сроком службы и сроком эксплуатации.
14. Этот вариант может быть применен только в том случае, если:
  - (a) разработчики проекта могут продемонстрировать, что оборудование эксплуатировалось и обслуживалось в соответствии с рекомендациями поставщика оборудования;



- (b) отсутствуют графики периодической замены или практика плановой замены, характерные для промышленного объекта, которые требуют досрочной замены оборудования до истечения технического срока службы; и
  - (c) оборудование не имеет конструктивных недостатков или дефектов и не имело промышленных аварий, из-за которых оборудование не может работать на номинальном уровне производительности.
15. Должна быть представлена документация, подтверждающая эти условия, например информация об истории эксплуатации оборудования.
16. Срок эксплуатации должен быть определен на основе истории эксплуатации оборудования с даты его первого ввода в эксплуатацию. В случае перемещенного оборудования (оборудование, которое уже находилось в эксплуатации на другом объекте и которое переносится на объект проектной деятельности, где оно продолжает работать), при определении срока эксплуатации следует учитывать историю эксплуатации на предыдущем объекте (объектах).
17. Для технического срока службы применяются следующие значения по умолчанию:

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

## Приложение 6. Рекомендуемый подход для определения сетевого коэффициента выбросов (коэффициент выбросов от системы электроснабжения)

1. В настоящее время в Российской Федерации отсутствуют официально публикуемые утвержденные сетевые коэффициенты выбросов парниковых газов (ПГ). Разработанное для методологий климатических проектов данное приложение дает рекомендуемый подход для определения сетевого коэффициента выбросов и является одним из вариантов возможного решения данной проблемы. Разработчик проекта в праве самостоятельно определить иной наиболее актуальный подход и источники информации, если они для него доступны.
2. Ассоциация «НП Совет рынка» и АО «АТС» разработали концепцию расчета и публикации коэффициентов выбросов парниковых газов энергосистемы Российской Федерации<sup>64</sup>. По результатам экспертной оценки независимыми международными аудиторами выдано свидетельство о заверении и получено заключение о валидации<sup>65</sup>.

В настоящее время на сайте АО «АТС» размещается информация о коэффициенте выбросов парниковых газов энергосистемы России<sup>66</sup>. В отсутствие возможности самостоятельного расчета сетевого коэффициента выбросов разработчик проекта может ориентироваться на информацию данного ресурса.

3. При наличии исходных данных, требуемых для расчета сетевого коэффициента выбросов, разработчик климатического проекта в праве рассчитать его самостоятельно. Для этого рекомендуется использовать Методические указания по количественному определению объема косвенных энергетических выбросов парниковых газов (приказ МПР №330 от 29.06.2017 г.) и принципы учета косвенных энергетических выбросов, заложенные в ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021 .

Для определения сетевого коэффициента используется региональный метод количественного определения косвенных энергетических выбросов, который отражает среднюю интенсивность выбросов парниковых газов на объектах, генерирующих электрическую энергию (в границах проектной деятельности) (приказ МПР №330).

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

---

<sup>64</sup> Концепция расчета и публикации коэффициентов выбросов парниковых газов энергосистемы Российской Федерации URL: [https://www.np-sr.ru/sites/default/files/konceptiya\\_kev.pdf](https://www.np-sr.ru/sites/default/files/konceptiya_kev.pdf)

<sup>65</sup> В рамках процедуры валидации проведена детальная проверка Концепции на ее соответствие требованиям основных международных стандартов в области учета и отчетности о выбросах парниковых газов (TÜV AUSTRIA). По итогам проверки Концепция признана международными экспертами соответствующей высоким международным стандартам и передовому мировому опыту расчета коэффициентов выбросов энергосистем. URL: [https://www.np-sr.ru/sites/default/files/zaklyuchenie\\_o\\_validacii\\_konceptcii.pdf](https://www.np-sr.ru/sites/default/files/zaklyuchenie_o_validacii_konceptcii.pdf)

<sup>66</sup> <https://www.atsenergo.ru/results/co2all>

4. По расчетам IEA (Международное энергетическое агентство), коэффициент выбросов энергосистемы в России составляет 350 г/кВт·ч<sup>67</sup>. Коэффициент отражает среднюю углеродоемкость генерации электроэнергии и тепла для Российской Федерации. Использование данного ресурса разработчиком проекта является наименее предпочтительным из всех вариантов.
5. Методы и подходы, применяемые разработчиком проекта к определению сетевого коэффициента следует задокументировать и указать в ПТД. Необходимо обосновать выбранную методологию 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.

---

<sup>67</sup> <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/emissions-factors-2023#emissions-factors>

## Приложение 7. Управление рисками

Таблица А7.1. Управление рисками

Этап реализации климатического проекта	Описание риска	Вероятность возникновения	Влияние на проект	Период влияния	Методы минимизации риска	Период выполнения мероприятий
		1. низкая 2. средняя 3. высокая	1. низкое 2. среднее 3. высокое	1. подготовительный 2. 1-2 года после реализации 3. Весь период реализации климатического проекта	Подробное описание мер по снижению каждого риска	Описание сроков реализации разработанных мероприятий
		Шкала от 1 до 5 или другие	Шкала от 1 до 5 или другие			