ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ТАТНЕФТЬ-АЗС-ЗАПАД»
(ООО «ТАТНЕФТЬ-АЗС-ЗАПАД»)

УТВЕРЖДАЮ
Директор
ООО «Татнефть-АЗС-Запад»
_____ Ш. Р. Нижаметдинов
«__» _____ 2026 г.

КЛИМАТИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ

Внедрение пеллетного оборудования на АЗС № 684 ООО «Татнефть-АЗС-Запад»

Москва, 2026

СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ 4

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ 5

2. КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ КЛИМАТИЧЕСКОГО ПРОЕКТА 7

3. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОТНЕСЕНИИ ПРОЕКТА К КЛИМАТИЧЕСКОМУ ПРОЕКТУ 10

4. СВЕДЕНИЯ О ПРОВЕДЕНИИ И РЕЗУЛЬТАТАХ КОНСУЛЬТАЦИЙ 21

5. ТИП КЛИМАТИЧЕСКОГО ПРОЕКТА 22

6. СВЕДЕНИЯ ОБ ОЦЕНКЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ 23

7. МЕСТО РЕАЛИЗАЦИИ КЛИМАТИЧЕСКОГО ПРОЕКТА 24

8. ИСТОЧНИКИ ВЫБРОСОВ ПГ (ГРАНИЦЫ ПРОЕКТА). ОБЪЕКТЫ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ И ИНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В ГРАНИЦАХ ПРОЕКТА, ПРАВОВЫЕ ОСНОВАНИЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УКАЗАННЫХ ОБЪЕКТОВ 25

9. ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОГНОЗИРУЕМОГО РЕЗУЛЬТАТА КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ ПРИ ОТСУТСТВИИ ПРОЕКТА (БАЗОВАЯ ЛИНИЯ) 30

9.1. Выбор базового сценария 30

9.2 Результаты процедуры определения базового сценария для проектов нового строительства 36

9.3 Сроки зачетного периода 36

9.4 Описание формул, используемых для оценки выбросов, предусмотренных базовой линией 37

10. ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТА КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ ПЛАНИРУЕМЫХ К СОКРАЩЕНИЮ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ В РЕЗУЛЬТАТЕ РЕАЛИЗАЦИИ МЕРОПРИЯТИЙ ПРОЕКТА (ПРОЕКТНЫЙ СЦЕНАРИЙ) 40

10.1 Описание формул, используемых для оценки выбросов, предусмотренных проектным сценарием 40

10.2 Утечки 47

10.3 Сокращение выбросов 48

10.4 Оценка неопределенности расчетов выбросов парниковых газов 49

11. ОПИСАНИЕ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ РИСКОВ НЕВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПРОЕКТА И МЕР ПО ИХ МИНИМИЗАЦИИ 51

11.1 Идентификация рисков 51

11.2 Управление рисками 53

12. ПЛАН МЕРОПРИЯТИЙ ПО СБОРУ ПЕРВИЧНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ ПОДТВЕРЖДЕНИЯ СВЕДЕНИЙ О СОКРАЩЕНИИ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ (ПЛАН МОНИТОРИНГА) 57

12.1 Цель мониторинга 57

12.2 Перечень параметров, подлежащих измерению и мониторингу 57

12.3 Типы данных и информации, которые необходимо вносить в отчет, включая единицы измерения 57

12.4 Данные и параметры, зафиксированные предварительно 62

12.5 Роли и обязанности участников, связанные с мониторингом, включая процедуры авторизации, утверждения и документирования изменений в зарегистрированных данных 64

12.6 Системы управления информации о ПГ, включая размещение и сохранность данных, процедуру передачи данных между различными видами систем или документации 65

12.7 План мониторинга 66

12.8 Процедуры контроля, включающие внутреннюю проверку входных данных, преобразования и выходных данных, а также процедуры для корректирующих действий 69

12.9 Организационная структура, компетенции и обязанности лиц, осуществляющих мониторинг 69

12.10 Управление качеством данных мониторинга 71

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ 72

ПРИЛОЖЕНИЕ А 75

ПРИЛОЖЕНИЕ Б 76

ПРИЛОЖЕНИЕ В 77

ПРИЛОЖЕНИЕ Г 84

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

АЗС – автозаправочная станция
АО «СО ЕЭС» – Акционерное общество «Системный оператор Единой энергосистемы»
ГОСТ – государственный стандарт
ГЭС – гидроэлектростанция
ЕЭС – единая энергетическая система
ИНН – индивидуальный номер налогоплательщика
КП – климатический проект
КТП – комплектная трансформаторная подстанция
ЛПК – лесоперерабатывающий комплекс
МАЗС – модульная автозаправочная станция
МГЭИК – Межправительственная группа экспертов по изменению климата
МЧР – механизм чистого развития
НВОС – негативное воздействие на окружающую среду
НДК – национальный доклад о кадастре
ОГРН – основной государственный регистрационный номер
ОКВЭД – общероссийский классификатор видов экономической деятельности
ООО – общество с ограниченной ответственностью
ООС – охрана окружающей среды
Отдел ПиПБОТОСиЭ – отдел промышленной и пожарной безопасности, охраны труда и охраны окружающей среды и экологии
ПАО – публичное акционерное общество
ПГ – парниковый газ
ПТО – производственно-технический отдел
ТО – технические обслуживание
CDM – Clean Development Mechanism (механизм чистого развития)

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

1.1 Исполнитель климатического проекта	
Наименование юридического лица	Общество с ограниченной ответственностью «Татнефть-АЗС-Запад» (ООО «Татнефть-АЗС-Запад»)
Организационно-правовая форма	Общество с ограниченной ответственностью
Основной государственный регистрационный номер (ОГРН) и дата его присвоения	ОГРН: 1065009017920 Дата присвоения: 17.07.2006
Адрес места нахождения	121205, г.Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, тер инновационного центра Сколково, б-р Большой, д. 62
Идентификационный номер налогоплательщика (ИНН)	5009053687
Основной вид деятельности в соответствии с Общероссийским классификатором видов экономической деятельности (ОКВЭД)	47.30 - Торговля розничная моторным топливом в специализированных магазинах
1.2 Климатический проект	
Название проекта	Внедрение пеллетного оборудования на АЗС № 684 ООО «Татнефть-АЗС-Запад»
Цель проекта	Сокращение выбросов ПГ при производстве тепловой энергии для нужд АЗС за счет использования возобновляемых источников энергии как альтернатива ископаемым видам топлива
Задача проекта	Строительство и эксплуатация котельной, работающей на биотопливе (древесных гранулах, пеллетах) для снижения выбросов ПГ в процессе выработки тепловой энергии для нужд отопления здания операторной автозаправочной станции
Тип проекта	Сокращение выбросов парниковых газов

Сведения о сфере деятельности, в которой осуществляется проект, в соответствии с Общероссийским классификатором видов экономической деятельности (ОКВЭД)	35.30 - Производство, передача и распределение пара и горячей воды; кондиционирование воздуха
1.3 Сроки этапов реализации проекта	
Дата принятия решения о финансовом обеспечении	10.08.2023 [1]
Сроки реализации климатического проекта	10.08.2023-31.01.2036
Дата начала проектной деятельности	16.10.2025 [2]
Начало зачетного периода	01.02.2026
Сведения о периоде, в течение которого в результате реализации климатического проекта происходит сокращение (предотвращение) выбросов парниковых газов и (или) увеличение их поглощения (зачетный период)	01.02.2026-31.01.2036
Планируемая дата завершения реализации климатического проекта	31.01.2036
1.4 Иные сведения	
Контактное лицо по климатическому проекту (фамилия, имя, отчество (при наличии), почтовый адрес, телефон, адрес электронной почты (при наличии)	Специалист группы охраны окружающей среды отдела ПиПБОТОСиЭ, Чернышова Ирина Эдуардовна, 121205, г.Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, тер инновационного центра Сколково, б-р Большой, д. 62, +7 (915) 385-88-29, chernyshova_ie@msk.tatneft.ru

2. КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ КЛИМАТИЧЕСКОГО ПРОЕКТА

ООО «Татнефть-АЗС-Запад» – подконтрольная организация ПАО «Татнефть» им. В. Д. Шашина, специализирующаяся на розничной и оптовой торговле моторным топливом и сопутствующими продуктами.

Целью предлагаемой деятельности по проекту Greenfield (новое строительство) является внедрение котельного оборудования, использующего в качестве топлива пеллеты, произведенные из отходов биомассы, для обеспечения тепловой энергией здания операторной автозаправочной станций № 684 ООО «Татнефть-АЗС-Запад».

Проектом строительства АЗС предусмотрено возведение типового здания операторной с торговым залом, зоной быстрого питания и сопутствующими административно-бытовыми помещениями, оснащенного системой водяного отопления с искусственной циркуляцией теплоносителя и стальными панельными радиаторами, где источником теплоснабжения выступает автоматический водогрейный твердотопливный (пеллетный) котел марки Termodinamik EKY/S 40 тепловой мощностью 39 кВт.

На случай выхода из строя пеллетного котла предусмотрено переключение работы системы отопления на аварийный электрический котел. В качестве резервного котла на АЗС № 684 установлен электроводонагреватель ЭВПМ мощностью 24 кВт.

Режим работы АЗС – круглосуточный, круглогодичный.

В рамках реализации климатического проекта на АЗС планируется производить около 0,03 Гкал/час.

В качестве топлива для проектного котла предусмотрено использование пеллет, произведенных из отходов биомассы (отходы лесопиления – чистый опил древесины, который образуется в результате переработки «круглого» леса в конечные продукты типа: блокхаус, вагонка, доска разного типа и т.п. [3]).

Проектное оборудование представляет собой высокопроизводительный напольный стальной водогрейный котел с жаротрубным трехтяговым пластинчатым теплообменником.

Котел оснащен топкой с автоматической подачей топлива. Работа горелки котла основана на принципе нижней подачи топлива. Возле котла помещен оперативный топливный бункер для топлива со шнековым механизмом подачи топлива к котлу.

Дутьевой вентилятор предназначен для полного сгорания топлива, размещен перед котлом у бункера для подачи воздуха на горелку. Забор воздуха на горение котла осуществляется непосредственно из помещения котельной.

Мощность котла регулируется при помощи панели управления котлом путем изменения количества подаваемого топлива и воздуха в камеру сгорания, который нагнетает дутьевой вентилятор.

Для циркуляции теплоносителя предусматривается установка циркуляционного сетевого насоса.

Потребителями электроэнергии в пеллетной котельной являются:

- пеллетный котел (дутьевой вентилятор для подачи воздуха на горелку и редуктор шнека подачи топлива в котел);
- циркуляционный насос для циркуляции теплоносителя;
- электропривод регулирующего клапана;
- щит сигнализации котельной;
- сигнализатор оксида углерода (датчик загазованности);
- GSM модем (шкаф управления котлом).

Котел автоматизирован, не требует постоянного присутствия обслуживающего персонала [4].

Параметры устанавливаемого в рамках климатического проекта оборудования представлены в таблице 2.1.

Зачетный период определен 10 лет без возможности продления.

Результатом реализации проекта является сокращение выбросов ПГ за счет внедрения на АЗС № 684 котельного оборудования (1 ед.) для выработки тепловой энергии, работающего на возобновляемом биотопливе (пеллетах). Проектная деятельность приведет к замещению использования ископаемого топлива.

Прогнозируемое сокращение выбросов парниковых газов за время реализации климатического проекта с 01.02.2026 г. по 31.01.2036 г. – **231** т CO_2-экв.

Таблица 2.1 – Параметры устанавливаемого оборудования [4]

Объект	Твердотопливный (пеллетный) котел			Резервный электрический котел		
	Наименование и модель	Номинальная мощность при сжигании пеллет, кВт	Заводской номер	Наименование и модель	Номинальная потребляемая мощность, кВт	Заводской номер
АЗС № 684	Termodinamik EKY/S 40	39	060044200052	Электроводонагреватель ЭВПМ-24	24	3468-002-91346177-2011

3. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОТНЕСЕНИИ ПРОЕКТА К КЛИМАТИЧЕСКОМУ ПРОЕКТУ

Критерии отнесения проекта к климатическому установлены в Приказе Минэкономразвития от 11.05.2022 № 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» [5].

Детальные сведения, подтверждающие соответствие проекта требованиям Приказа от 11.05.2022 № 248, представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Обоснование отнесения проекта к климатическому проекту

№ п/п	Критерии отнесения проектов к климатическим проектам	Обоснование
1	Мероприятия проекта не противоречат требованиям федеральных законов, иных нормативных правовых актов Российской Федерации, а также законов и иных нормативных правовых актов субъектов Российской Федерации, на территории которых реализуется проект, и осуществляются в соответствии с документами национальной системы стандартизации в области ограничения выбросов парниковых газов, в том числе в отношении реализации климатических проектов, утверждение которых предусмотрено частью 3 статьи 5 Федерального закона 296-ФЗ [6].	Климатический проект не противоречит требованиям законодательства, федеральных законов, иных нормативных правовых актов Российской Федерации, а также Стратегии социально-экономического развития Московской области [7].
2	Ожидаемыми результатами реализации проекта являются сокращение (предотвращение) выбросов парниковых газов и (или) увеличение их поглощения (рассчитанное в абсолютных и (или) удельных единицах) относительно прогнозируемого результата количественной оценки выбросов или поглощений парниковых газов при отсутствии проекта за период	Результатом реализации проекта является сокращение выбросов ПГ на **231** т CO_2-экв. за счет внедрения пеллетного оборудования для выработки тепловой энергии на новом объекте предприятия. Эффект данного проекта обусловлен использованием пеллет (древесных гранул) в качестве альтернативного вида топлива для получения тепловой

№ п/п	Критерии отнесения проектов к климатическим проектам	Обоснование
	времени, в течение которого запланировано сокращение (предотвращение) выбросов ПГ и (или) увеличение их поглощения с целью выпуска в обращение углеродных единиц, за исключением случаев, когда сокращение (предотвращение) выбросов парниковых газов достигается путем сокращения хозяйственной деятельности и (или) объема производимой продукции (в натуральном выражении) исполнителя проекта.	энергии. Проектная деятельность приведет к замещению использования ископаемого топлива.
3	Сокращение (предотвращение) выбросов парниковых газов и (или) увеличение их поглощения в течение срока реализации проекта не является результатом влияния факторов, не связанных с мероприятиями проекта.	Сокращение выбросов ПГ связано исключительно с реализацией мероприятий в рамках климатического проекта.
4	Мероприятия проекта осуществляются в дополнение к мероприятиям, направленным на выполнение предусмотренных законодательством Российской Федерации обязательных требований, действующих по состоянию на дату принятия решения об осуществлении финансового обеспечения реализации мероприятий проекта, в том числе в форме решения собрания акционеров или получения разрешения на строительство, подтвержденного соответствующей документированной информацией.	Решение об осуществлении проектной деятельности не обусловлено обязательными требованиями законодательства РФ и является добровольной инициативой ООО «Татнефть-АЗС-Запад», для реализации которой требуется выполнение дополнительных мероприятий и преодоление «барьеров».

№ п/п	Критерии отнесения проектов к климатическим проектам	Обоснование
5	Мероприятия проекта осуществляются в связи с наличием экономических условий для использования результатов его реализации, предусмотренных частью 1 статьи 11 Федерального закона [6].	Мероприятия проекта осуществляются в связи с наличием экономических условий для использования результатов его реализации. По результатам валидации климатического проекта планируется его регистрация в Реестре углеродных единиц и выпуск углеродных единиц в течение зачетного периода по результатам верификации.

Разработка климатического проекта проведена в соответствии со следующими документами и нормативно-правовыми актами:

- Приказ Минэкономразвития России от 11.05.2022 № 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» [5];
- CDM AMS-I.C. Small-scale Methodology. Thermal energy production with or without electricity, Version 22.0 (пер. с англ.: CDM AMS-I.C. Маломасштабная методология. Производство тепловой энергии с электричеством или без него, Версия 22.0) (далее CDM AMS-I.C.) [8];
- ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021 «Газы парниковые. Часть 2. Требования и руководство по количественному определению, мониторингу и составлению отчетной документации на проекты сокращения выбросов парниковых газов или увеличения их поглощения на уровне проекта» [9].

Выбор методологии CDM AMS-I.C. обусловлен ее специализированным подходом к биоэнергетическим проектам. Российские документы национальной стандартизации в области климатических проектов не содержат сопоставимых методических решений, основанных на переходе с ископаемого вида топлива на биомассу (пеллеты) для выработки тепловой энергии, что делает применение методологии CDM AMS-I.C. оптимальным выбором для получения объективных и технически обоснованных результатов при разработке данного проекта.

Обоснование применимости выбранной методологии CDM AMS-I.C. [8] к деятельности по проекту представлено в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Обоснование применимости методологии к деятельности по проекту

Критерии применимости методологии CDM AMS-I.C.		Обоснование
п. 2	Методология CDM AMS-I.C. включает технологии использования возобновляемых источников энергии, которые обеспечивают потребителей, т.е. жилые, промышленные или коммерческие объекты тепловой энергией, которая заменяет ископаемое топливо. Эти установки включают в себя такие технологии, как солнечные тепловые водонагреватели и сушилки, солнечные плиты, энергию, получаемую из возобновляемой биомассы, и другие технологии, которые обеспечивают тепловую энергию, заменяющую ископаемое топливо.	Выполняется. Климатический проект включает в себя мероприятия по строительству и эксплуатации котельной, работающей на биотопливе (пеллетах) для снижения выбросов ПГ в процессе производства тепловой энергии для нужд отопления операторной АЗС № 684. При отсутствии проектной деятельности для генерации эквивалентного количества тепловой энергии использовался бы электрический котел аналогичной мощности, электроэнергия для которого импортировалась бы из сети. Согласно разъяснению рабочей группы Исполнительного совета МЧР [10], CDM AMS-I.C. может использоваться для деятельности по проектам в области возобновляемых источников энергии, которые производят тепловую энергию для использования на месте и заменяют электроэнергию, используемую для получения тепла в базовой линии. Таким образом, проектная деятельность приведет к замещению использования ископаемого топлива.
п. 3	В эту категорию включены системы когенерации и тригенерации на основе биомассы.	Не применимо для данного проекта. Проектная деятельность предполагает выработку только тепловой энергии на основе биомассы (отходах биомассы). Поскольку в данной проектной деятельности не производится выработка электроэнергии, ее нельзя считать проектом когенерации или тригенерации.
п. 4	Сокращение выбросов в результате использования когенерационной или тригенерационной системы на биомассе может быть обеспечено одним из следующих видов деятельности: (a) Подача электроэнергии в сеть;	Выполняется. Проектная деятельность предполагает выработку только тепловой энергии на основе биомассы (отходах биомассы), что соответствует (b).

Критерии применимости методологии CDM AMS-I.C.		Обоснование
	(b) Производство электроэнергии и/или тепловой энергии для потребления на месте или другими объектами; (c) Сочетание пунктов (a) и (b).	
п. 5	В эту категорию включены проектные мероприятия, направленные на модернизацию или модификацию существующего объекта для производства энергии из возобновляемых источников.	Не применимо для данного проекта. Деятельность по проекту не направлена на модификацию или переоснащение какого-либо существующего оборудования для работы на возобновляемых источниках энергии. В рамках проекта устанавливается новое оборудование.
п. 6	В случае новых объектов (проектов Greenfield) и проектной деятельности, включающей увеличение мощности, также применяются соответствующие требования, связанные с определением базового сценария, изложенным в «Общих руководящих принципах для маломасштабных методологий МЧР» для проектов с нуля/расширения мощностей Типа II и Типа III (эта процедура также применима к методологиям Типа I, в которых соответствующая методология (и) ссылается на «Общие руководящие принципы для маломасштабных методологий МЧР» для определения базового сценария деятельности (ей) по проекту (ам) добавления/расширения потенциала).	Выполняется. Проектная деятельность ведется на объекте нового строительства, что определяет предлагаемую инициативу как проект Greenfield. Результаты процедуры определения базового сценария для проектов нового строительства приводятся в разделе 9.2. Проект отвечает всем соответствующим и актуальным требованиям, изложенным в «Общих руководящих принципах для маломасштабных методологий МЧР» [11].
п. 7	Общая установленная/номинальная тепловая мощность оборудования проекта равна или меньше 45 МВт тепловой энергии (применимые предельные значения для деятельности по проекту когенерации и тригенерации см. в пункте 9).	Выполняется. Общая установленная/номинальная тепловая мощность оборудования при использовании пеллет равна 0,039 МВт [4].

Критерии применимости методологии CDM AMS-I.C.		Обоснование
п. 8	Для когенерационных систем общая установленная теплоэнергетическая мощность проектного оборудования при использовании как ископаемого, так и возобновляемого топлива не должна превышать 45 МВт тепловой энергии (применимые предельные значения для деятельности по проекту когенерации см. в пункте 9).	Не применимо для данного проекта. Проектная деятельность не предусматривает систему когенерации и совместное сжигание ископаемого топлива с биомассой.
п. 9	Для установок когенерации и тригенерации биомассы применяются следующие ограничения мощности: (a) Если сокращение выбросов в рамках деятельности по проекту обусловлено производством тепловой и электрической энергии, то общая установленная тепловая и электрическая мощность оборудования по проекту не должна превышать 45 МВт тепловой энергии. Для целей расчета предельной мощности коэффициент преобразования 1:3 используется для преобразования электрической энергии в тепловую энергию (т.е. для деятельности по проектам в области возобновляемых источников энергии установленная мощность 15 МВт (эл.) эквивалентна тепловой мощности 45 МВт оборудования или установки); (b) Если сокращение выбросов в результате проектной деятельности происходит исключительно за счет производства тепловой энергии (т.е. сокращение выбросов не происходит за счет электроэнергии), общая установленная	Выполняется. Проектная деятельность предполагает выработку только тепловой энергии на основе биомассы (отходах биомассы) и соответствует (b).

Критерии применимости методологии CDM AMS-I.C.		Обоснование
	мощность производства тепловой энергии проектного оборудования не должна превышать 45 МВт тепловой энергии; (c) Если сокращение выбросов в результате проектной деятельности происходит исключительно за счет производства электроэнергии (т.е. сокращение выбросов за счет тепловой составляющей не происходит), то общая установленная мощность производства электроэнергии проектным оборудованием не должна превышать 15 МВт.	
п. 10	Предельные значения пропускной способности, указанные в пунктах 7-9 выше, применяются как к новым объектам, так и к проектам модернизации. В случае деятельности по проекту, которая включает добавление единиц оборудования по производству возобновляемой энергии на существующем объекте, общая мощность единиц, добавленных в рамках проекта, должна соответствовать ограничениям мощности, указанным в пунктах 7-9, и должна физически отличаться от существующих единиц.	Выполняется. Климатический проект включает в себя мероприятия по строительству и эксплуатации котельной, работающей на биотопливе (пеллетах) для снижения выбросов ПГ в процессе производства тепловой энергии для нужд отопления операторной АЗС № 684. Проектная деятельность не предполагает добавление установок по использованию возобновляемых источников энергии на существующем объекте, на котором используются возобновляемые источники энергии, и не предусматривает какого-либо увеличения единиц оборудования по производству возобновляемой энергии. Предлагаемая деятельность — это проект Greenfield (новое строительство), предполагающий сокращение выбросов от замещения электрической энергии (ископаемого топлива). Проект соответствует требуемым ограничениям мощности, указанным в пунктах 7-9 методологии.
п. 11	Если используется твердое биотопливо (например, брикеты), необходимо продемонстрировать, что оно было произведено исключительно с использованием возобновляемой биомассы, и все	Выполняется. Проектом планируется использовать в качестве топлива пеллеты, произведенные из отходов биомассы (отходы лесопиления – чистый опил древесины, который образуется в результате переработки «круглого»

Критерии применимости методологии CDM AMS-I.C.		Обоснование
	проектные выбросы или утечки, связанные с его производством, должны быть учтены при расчете сокращения выбросов.	леса в конечные продукты типа: блокхаус, вагонка, доска разного типа и т.п. [3]). Источники выбросов, включенные в границы проекта, представлены в таблице 8.2. Описание и обоснование результата количественной оценки планируемых к сокращению выбросов ПГ в результате реализации мероприятий проекта (проектный сценарий) представлено в разделе 10. Проектные выбросы и/или утечки, связанные с производством пеллет, учтены при расчете сокращения выбросов в разделе 10.2, 10.3.
п. 12	В случае, если участник проекта не является производителем переработанного твердого биотоплива, участник проекта и производитель связаны договором, который позволит участнику проекта осуществлять мониторинг источника возобновляемой биомассы для учета любых выбросов, связанных с производством твердого топлива из биомассы. Такой договор также должен обеспечивать отсутствие двойного учета сокращений выбросов.	Выполняется. ООО «Татнефть-АЗС-Запад» не является производителем древесных гранул (пеллет), используемых в проектной деятельности в качестве топлива. ООО «Татнефть-АЗС-Запад» и производитель пеллет (ООО «Фреш Групп») заключили договор о поставке пеллет и подписали соглашение [12], в рамках которого обеспечено исключение двойного учета сокращений выбросов ПГ и предоставление информации, необходимой для осуществления мониторинга. Если в течение периода кредитования по каким-либо причинам ООО «Татнефть-АЗС-Запад» потребуется закупить биотопливо у любого другого контрагента, то при проведении верификации предприятие должно проинформировать об этом верификатора и предоставить подтверждающие документы, что новый поставщик биотоплива не будет претендовать на сокращение выбросов в рамках МЧР и, следовательно, не будет двойного учета.
п. 13	Если электроэнергия и/или тепловая энергия, произведенная в результате проектной деятельности, поставляется третьей стороне, т. е. другому предприятию или объектам в пределах границ проекта, между поставщиком и	Не применимо для данного проекта. ООО «Татнефть-АЗС-Запад» является производителем и единственным потребителем тепловой энергии, вырабатываемой из возобновляемой биомассы (отходах биомассы) в рамках проектной деятельности.

Критерии применимости методологии CDM AMS-I.C.		Обоснование
	потребителем (ями) энергии должен быть заключен договор, гарантирующий отсутствие двойного учета сокращений выбросов.	
п. 14	Если в рамках проектной деятельности извлекается и используется биогаз для производства электрической и/или тепловой энергии и применяется данная методология на автономной основе, т.е. без использования компонента Типа III методологии малых масштабов, любые дополнительные выбросы, возникающие в результате реализации проектной деятельности (например, физическая утечка из анаэробного реактора, выбросы из-за неэффективности сжигания на факеле), должны учитываться либо как проектные выбросы, либо как выбросы при утечке в соответствии с соответствующими процедурами, приведенными в руководстве «Выбросы с мест захоронения твердых отходов» и/или «Проектные выбросы от сжигания на факеле». В случае, если топливо из биомассы (твердое/жидкое/газообразное) используется в рамках существующего проекта МЧР, выбросы, связанные с производством топлива, должны учитываться в рамках этого проекта.	Не применимо для данного проекта. Проектная деятельность не предполагает утилизацию и/или использование биогаза.
п. 15	Если проектное оборудование содержит хладагенты, то хладагент, используемый в проекте, не должен иметь озоноразрушающего потенциала.	Не применимо для данного проекта. Проектное оборудование не содержит хладагенты.
п. 16	В рамках проекта по производству энергии из биомассы на основе древесного угля методология может применяться только в том случае, если	Не применимо для данного проекта.

Критерии применимости методологии CDM AMS-I.C.		Обоснование
	древесный уголь производится из возобновляемых источников биомассы при условии: (a) древесный уголь производится в печах, оборудованных установками для извлечения и уничтожения метана; или (b) если древесный уголь производится в печах, не оборудованных установками для извлечения и уничтожения метана, необходимо учитывать выбросы метана при производстве древесного угля. Эти выбросы следует рассчитывать в соответствии с процедурами, определенными в утвержденной методологии «AMS-III.K.: Предотвращение выбросов метана при производстве древесного угля путем перехода от традиционных открытых методов к механизированному процессу сжигания угля». В качестве альтернативы могут быть использованы консервативные значения коэффициента выбросов, взятые из рецензируемой литературы или из зарегистрированной деятельности по проекту МЧР, при условии, что можно продемонстрировать, что параметры из них сопоставимы, например, источник биомассы, характеристики биомассы, такие как влажность, содержание углерода, тип печи, условия эксплуатации, такие как температура окружающей среды.	Проектная деятельность не предполагает использование древесного угля в качестве топлива.
п. 17	В случае, если в рамках проектной деятельности используется биомасса, то для определения соответствующих проектных выбросов от	Выполняется. Источники выбросов, включенные в границы проекта, представлены в таблице 8.2.

Критерии применимости методологии CDM AMS-I.C.		Обоснование
	выращивания биомассы и использования биомассы или остатков (отходов) биомассы необходимо применять Методический инструмент TOOL16 «Проектные выбросы и утечки выбросов из биомассы».	Описание и обоснование результата количественной оценки планируемых к сокращению выбросов ПГ в результате реализации мероприятий проекта (проектный сценарий) представлено в разделе 10.

4. СВЕДЕНИЯ О ПРОВЕДЕНИИ И РЕЗУЛЬТАТАХ КОНСУЛЬТАЦИЙ

Размещение информации о проектной деятельности в публичном доступе в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» не производилось, консультации не осуществлялись. Права третьих лиц проектом не затрагиваются.

5. ТИП КЛИМАТИЧЕСКОГО ПРОЕКТА

Результатом реализации проекта является сокращение выбросов ПГ за счет внедрения на АЗС № 684 котельного оборудования (1 ед.) для выработки тепловой энергии, работающего на возобновляемом биотопливе (пеллетах). Проектная деятельность приведет к замещению использования ископаемого топлива.

Климатический проект направлен на сокращение выбросов ПГ, так как углекислый газ (CO_2), выделяющийся при сгорании древесных гранул (пеллет) при работе котла, был ранее поглощен растениями в процессе фотосинтеза, создавая замкнутый углеродный цикл.

6. СВЕДЕНИЯ ОБ ОЦЕНКЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Оценка воздействия проекта на окружающую среду не проводилась, так как, в соответствии с законодательством Российской Федерации в области охраны окружающей среды, подобная оценка не предусмотрена для выполняемого проекта.

На стадии разработки проектной документации на строительство объекта был разработан раздел «Мероприятия по охране окружающей среды» [13].

7. МЕСТО РЕАЛИЗАЦИИ КЛИМАТИЧЕСКОГО ПРОЕКТА

Проектная деятельность реализуется на ранее свободной от застройки территории.

Сведения о месте реализации КП представлены в таблице 7.1 и приводятся согласно выписке из Единого государственного реестра недвижимости об основных характеристиках и зарегистрированных правах на объект недвижимости [14].

Таблица 7.1 – Сведения о месте реализации климатического проекта

Кадастровый номер ОКС	Адрес ОКС	Площадь ОКС, $м^2$	Наименование ОКС	Назначение ОКС
50:16:0501026:441	Российская Федерация, Московская область, Богородский городской округ	370,7	Здание сервисного обслуживания водителей и пассажиров	Нежилое

8. ИСТОЧНИКИ ВЫБРОСОВ ПГ (ГРАНИЦЫ ПРОЕКТА). ОБЪЕКТЫ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ И ИНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В ГРАНИЦАХ ПРОЕКТА, ПРАВОВЫЕ ОСНОВАНИЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УКАЗАННЫХ ОБЪЕКТОВ

Пунктом 24 методологии CDM AMS-I.C. [8] установлен перечень объектов, входящих в границы проекта. Обоснование применимости указанного перечня представлено в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Обоснование применимости объектов, входящих в границы проекта

Объекты, входящие в границы проекта согласно методологии CDM AMS-I.C.		Обоснование
(a)	Все установки, вырабатывающие электроэнергию и/или тепловую энергию, расположенные на территории проектной деятельности, независимо от того, работают ли они на биомассе, ископаемом топливе или на комбинации того и другого;	Применимо. Предлагаемая деятельность представляет собой проект Greenfield (новое строительство). Установленный в рамках проекта пеллетный котел будет работать на топливе, произведенном из отходов биомассы. При отсутствии проектной деятельности для генерации эквивалентного количества тепловой энергии использовался бы электрический котел аналогичной мощности, электроэнергия для которого импортировалась бы из сети. Для обеспечения бесперебойного теплоснабжения в случае неисправности котла, работающего на биомассе (отходах биомассы), предусмотрено аварийное переключение на резервный электрический котел (электроводонагреватель) меньшей мощности. Таким образом, в границы проекта включены следующие объекты: - пеллетная котельная установка АЗС № 684 (1 ед.); - электрический котел аналогичной мощности, замещаемый проектом (энергоснабжение которого осуществлялось бы за счет сетевой электроэнергии); - резервный электрический котел (электроводонагреватель), установленный на АЗС № 684 (1 ед.).

Объекты, входящие в границы проекта согласно методологии CDM AMS-I.C.		Обоснование
(b)	Все электростанции, физически подключенные к электрической системе (сети), к которой подключена проектная установка;	Применимо. Для работы пеллетной котельной и резервного электрокотла (электроводонагревателя) необходима электроэнергия. Снабжение АЗС № 684 электроэнергией осуществляется по договору энергоснабжения [15]. Электроэнергия приобретается только из сети ПАО «Россети Московский регион». При отсутствии проектной деятельности для генерации эквивалентного количества тепловой энергии использовался бы электрический котел аналогичной мощности, электроэнергия для которого импортировалась бы из сети. Таким образом, в границы проекта включена ПАО «Россети Московский регион», к которой подключена АЗС № 684.
(c)	Промышленный, коммерческий или жилой объект, или объекты, потребляющие энергию, вырабатываемую системой и процессами или оборудованием, затронутыми проектной деятельностью;	Применимо. Вырабатываемая в ходе проекта тепловая энергия будет использоваться для внутреннего потребления (теплоснабжение операторной АЗС № 684).
(d)	Завод по переработке остатков биомассы для проектной деятельности с использованием твердого топлива биомассы (например, брикетов), если все связанные с ним выбросы не учитываются как выбросы от утечек или не являются частью независимо зарегистрированного проекта МЧР;	Применимо. В границы проекта входит оборудование по переработке остатков (отходов) биомассы в пеллеты. Согласно данным поставщика [3] в качестве отходов биомассы используются отходы лесопиления – чистый опил древесины, который образуется в результате переработки «круглого» леса в конечные продукты типа: блокхаус, вагонка, доска разного типа и т.п. Первоначальное сырье попадает в циклон, где происходит отделение древесины от более тяжелых частиц, далее в дробильно-сушильную установку, где происходит сушка и измельчение, и дальнейшее выравнивание влажности с помощью водяного пара. Далее, уже подготовленная

Объекты, входящие в границы проекта согласно методологии CDM AMS-I.C.		Обоснование
		масса попадает на участок гранулирования при помощи пресс-грануляторов. Из гранулятора, уже готовые гранулы проходят процесс охлаждения отсева на вибротранспортере, и попадают на участок охлаждения. После охлаждения готовые гранулы по транспортеру, проходя через электромагнит (что дополнительно исключает попадание металлов), попадают на участок фасовки, где упаковываются в полиэтиленовые пакеты и паллетируются на поддон. При производстве пеллет используется только древесный опил (100% древесины) без добавления каких-либо химических веществ. Склейка гранулы происходит за счет выделения лигнина (смолы) при грануляции.
(e)	Географические границы специальных плантаций, если сырьем является биомасса, произведенная на специальных плантациях;	Не применимо. Биомасса, используемая в проектной деятельности, не произведена на специальных плантациях.
(f)	Маршруты транспортировки, если биомасса транспортируется на расстояния, превышающие 200 км, если только все соответствующие выбросы не учитываются как выбросы от утечек;	Применимо. В проектной деятельности топливо (пеллеты) транспортируется на расстояние, превышающее 200 км (350 км). Транспортировка на проектную площадку осуществляется специализированным автомобильным транспортом.
(g)	Место расположения анаэробного реактора в случае проектной деятельности, которая извлекает и использует биогаз для производства электроэнергии и/или тепловой энергии и применяет эту методологию на автономной основе, т.е. без использования компонента Типа III маломасштабных методологий.	Не применимо. Проектная деятельность не включает в себя анаэробный реактор, использующий биогаз для производства электроэнергии/тепла.

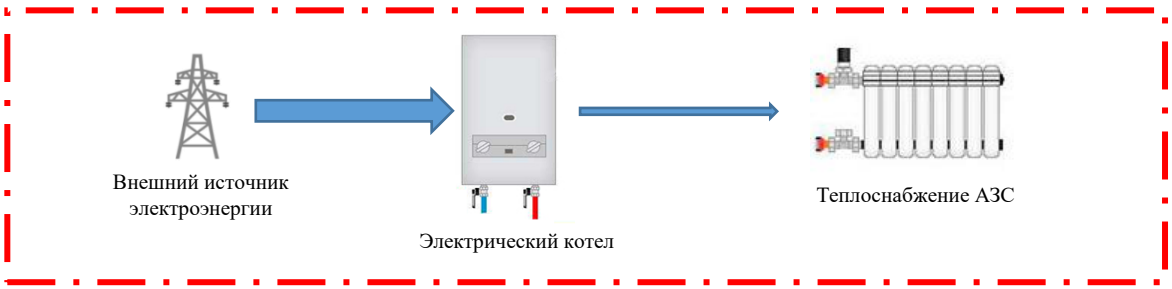
Информация об источниках выбросов ПГ включенных или исключенных из границ проекта приведена в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Источники выбросов, включенные или исключенные из границ проекта

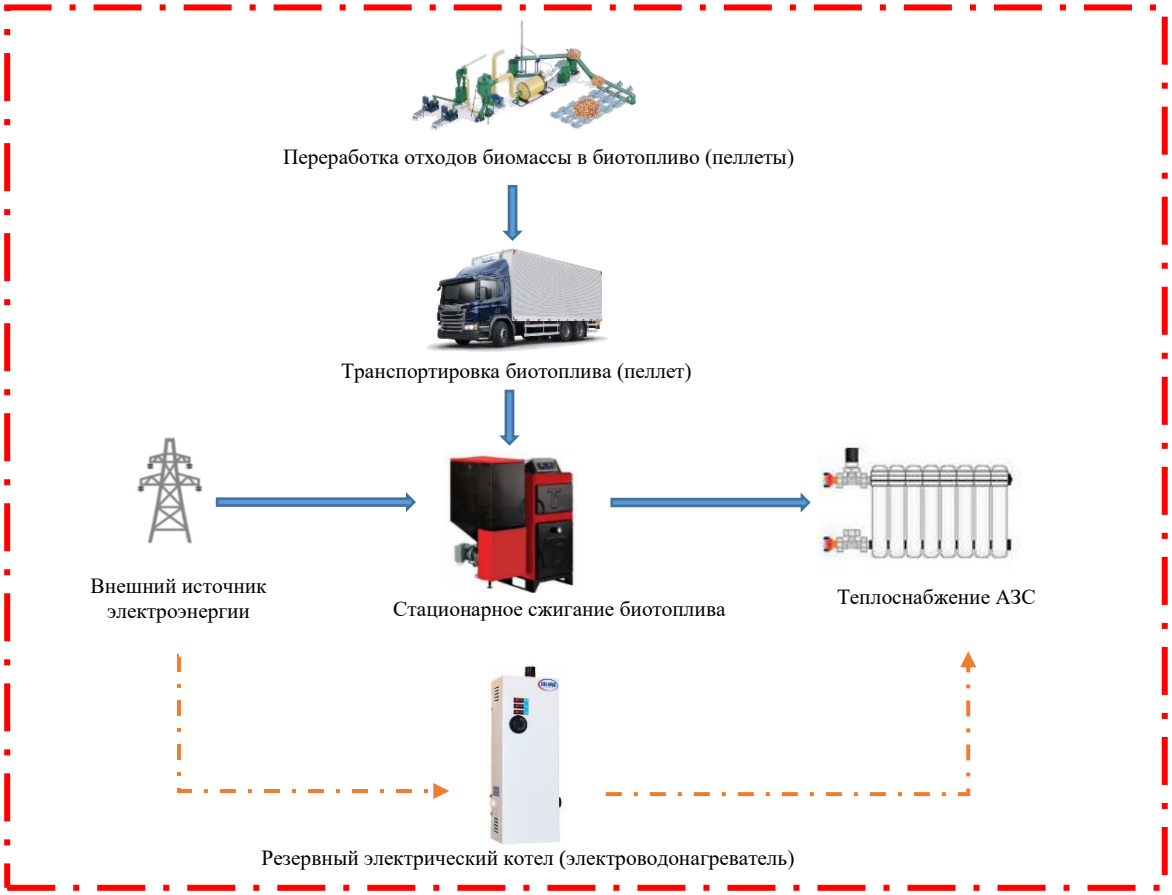
Источник		ПГ	Включен	Обоснование / объяснение
Базовая линия	Система выработки тепловой энергии на основе ископаемого топлива (работа электрокотла)	CO_2	Да	Производство тепловой энергии с использованием электроэнергии в качестве топлива [10] сопровождается выбросами ПГ и является основным источником выбросов в базовой линии.
		CH_4	Нет	Исключен для упрощения. Применен консервативный подход.
		N_2O	Нет	Исключен для упрощения. Применен консервативный подход.
Проектная линия	Система выработки тепловой энергии на основе биотоплива	CO_2	Нет	Сжигание пеллет относится к возобновляемой энергетике с нулевым балансом выбросов парниковых газов.
		CH_4	Нет	
		N_2O	Нет	
	Потребление электроэнергии на территории предприятия	CO_2	Да	Электроэнергия используется для работы оборудования пеллетной котельной, а также для питания резервного электрокотла (электроводонагревателя) в случае аварии при выходе из строя основного теплогенерирующего оборудования. Выбросы от импортируемой электроэнергии учтены в расчетах.
		CH_4	Нет	Исключен для упрощения. Применен консервативный подход.
		N_2O	Нет	Исключен для упрощения. Применен консервативный подход.
	Потребление ископаемого топлива на территории предприятия	CO_2	Нет	Потребление ископаемого топлива в рамках проекта не осуществляется.
		CH_4	Нет	
		N_2O	Нет	
	Использование электроэнергии при производстве биотоплива (пеллет)	CO_2	Да	Электроэнергия используется производителем биотоплива для переработки отходов биомассы в пеллеты [3]. Выбросы электроэнергии учтены в расчетах.
		CH_4	Нет	Исключен для упрощения. Применен консервативный подход.
		N_2O	Нет	Исключен для упрощения. Применен консервативный подход.
	Сжигание топлива при транспортировке отходов биомассы (пеллет) грузовыми автомобилями	CO_2	Да	Транспортировка пеллет к АЗС № 684 осуществляется грузовым автотранспортом в соответствии с договором поставки [12].
		CH_4	Нет	Исключен для упрощения. Применен консервативный подход.
		N_2O	Нет	Исключен для упрощения. Применен консервативный подход.

Границы проекта представлены на рисунке 8.1.

Базовый сценарий



Проектный сценарий



Условные обозначения:

- теплоснабжение при нормальных условиях.
- теплоснабжение при аварии.
- границы проекта.

Рисунок 8.1 - Границы проекта

Объекты внутри границ проекта, указанные в настоящем разделе, контролируются одним юридическим лицом – ООО «Татнефть-АЗС-Запад».

9. ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОГНОЗИРУЕМОГО РЕЗУЛЬТАТА КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ ПРИ ОТСУТСТВИИ ПРОЕКТА (БАЗОВАЯ ЛИНИЯ)

При установлении базовой линии проведено выявление всех реалистичных и достоверных альтернативных сценариев и исключение альтернатив, не соответствующих законодательным [5] и нормативным требованиям [9] или требованиям методологии [8].

Климатический проект относится к проектам Greenfield, поскольку предполагает внедрение пеллетного отопительного оборудования на этапе строительства АЗС.

Согласно п. 6 методологии CDM AMS-I.C. [8], в случае новых объектов (проектов Greenfield) и проектной деятельности, включающей увеличение мощности, также применяются соответствующие требования, связанные с определением базового сценария, изложенные в «Общих руководящих принципах для маломасштабных методологий МЧР» [11].

Результаты анализа барьеров для всех реалистичных и достоверных альтернативных сценариев приведены в разделе 9.1.

Результаты процедуры определения базового сценария для проектов нового строительства в соответствии с «Общими руководящими принципами для маломасштабных методологий МЧР» [11] приведены в разделе 9.2.

9.1. Выбор базового сценария

Согласно п. 25 методологии CDM AMS-I.C. [8], для технологий возобновляемой энергии, которые вытесняют технологии, использующие ископаемое топливо, упрощенный подход по определению базовой линии – это расход топлива, который использовался бы в отсутствии деятельности по проекту, умноженный на коэффициент выбросов для замещенного ископаемого топлива.

Для производства тепловой энергии на АЗС рассмотрены следующие альтернативные базовые сценарии:

- Альтернативный сценарий № 1 – Производство тепловой энергии на основе электроэнергии;
- Альтернативный сценарий № 2 – Производство тепловой энергии на основе природного газа;
- Альтернативный сценарий № 3 – Производство тепловой энергии на основе биомассы (отходов биомассы) без регистрации в качестве проектной деятельности;
- Альтернативный сценарий № 4 – Производство тепловой энергии на основе дизельного топлива.

Все альтернативные сценарии реалистичны и не противоречат законодательству. Идентификация препятствий (барьеров) для реализации проекта в соответствии с требованиями приказа Минэкономразвития России [5] представлена в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Идентификация препятствий (барьеров) для реализации проекта

№ п/п	Возможные барьеры для реализации проекта	Влияние барьеров на реализацию мероприятий			
		Альтернативный сценарий № 1	Альтернативный сценарий № 2	Альтернативный сценарий № 3	Альтернативный сценарий № 4
а)	технические (возможность реализации технологии)	**Отсутствует.** Реализация сценария технически возможна. Необходимый монтаж теплогенерирующего оборудования не представляет сложности, поскольку АЗС подключена к внешней электрической сети и присоединена к существующим КТП согласно договору на поставку электроэнергии.	**Незначительное.** Реализация сценария технически возможна. Для осуществления сценария необходим монтаж газового котельного оборудования и подведение коммуникаций природного газа.	**Значительное.** Реализация сценария технически осуществима, однако сопряжена с рядом условий, обусловленных спецификой применяемого оборудования. Теплогенерирующие установки на биомассе, будучи нишевым решением, демонстрируют выраженную региональную зависимость от наличия и стабильности рынка поставок биотоплива. Помимо монтажа теплогенерирующего оборудования реализация сценария потребует организации бесперебойной системы поставок сертифицированных пеллет, соответствующих параметрам оборудования по зольности и калорийности, а также создание специализированных	**Незначительное.** Реализация сценария технически возможна. Для осуществления сценария необходим монтаж теплогенерирующего оборудования и организация специальной топливной инфраструктуры.

№ п/п	Возможные барьеры для реализации проекта	Влияние барьеров на реализацию мероприятий			
		Альтернативный сценарий № 1	Альтернативный сценарий № 2	Альтернативный сценарий № 3	Альтернативный сценарий № 4
				хранилищ для поддержания нормативного запаса топлива.	
б)	технологические (доступность технологии)	**Отсутствует.** Использование электроэнергии для генерации тепла представляет собой хорошо отработанную и широко распространённую технологию, успешно применяемую для теплоснабжения отдельных объектов ООО «Татнефть-АЗС-Запад».	**Отсутствует.** Производство тепловой энергии на основе природного газа возможно и является доступной технологией. Российский рынок котельного оборудования предлагает наибольший в своем сегменте ассортимент газовых котлов.	**Незначительная.** Технология использования возобновляемого биотоплива для производства тепловой энергии внедрена в систему отопления операторных ряда АЗС (МАЗС) ООО «Татнефть-АЗС-Запад». Однако, несмотря на технологическую доступность использования возобновляемого биотоплива, рынок соответствующих теплогенерирующих установок в России развит слабо. Оборудование данного типа относится к нишевому сегменту и представлено ограниченным модельным рядом.	**Отсутствует.** Производство тепловой энергии на основе дизельного топлива технически возможно и обеспечено развитым рынком соответствующих котлов.
в)	регуляторные (наличие нормативных	**Отсутствует.** Согласно Приказу МЧС России от 05.05.2014 № 221	**Отсутствует.** Установка котлов, применяющих в качестве	**Отсутствует.** На момент разработки проекта отсутствуют	**Отсутствует.** Согласно Приказу МЧС России от 05.05.2014 № 221

№ п/п	Возможные барьеры для реализации проекта	Влияние барьеров на реализацию мероприятий			
		Альтернативный сценарий № 1	Альтернативный сценарий № 2	Альтернативный сценарий № 3	Альтернативный сценарий № 4
	ограничений на применение технологии)	[16] на территории АЗС следует применять электрические котлы или котлы, предназначенные для работы на дизельном топливе. На момент разработки проекта отсутствуют нормативные ограничения на работу электрических котлов. Законопроектов и иных инициатив, которые в обозримой перспективе могут привести к ограничениям на использование аналогичного оборудования, не обнаружено.	топлива природный газ, возможна при соблюдении правил и требований по эксплуатации котельных на АЗС. Нормативные ограничения для установки котлов на природном газе (газовых котельных) отсутствуют. Законопроектов и иных инициатив, которые в обозримой перспективе могут привести к ограничениям на использование газовых котельных, не обнаружено.	нормативные ограничения на работу котлов на основе биомассы (отходах биомассы). Установка котлов, работающих на биотопливе, возможна при соблюдении правил и требований по эксплуатации котельных на АЗС. Законопроектов и иных инициатив, которые в обозримой перспективе могут привести к ограничениям на использование котлов, работающих на биотопливе, не обнаружено.	[16] на территории АЗС следует применять электрические котлы или котлы, предназначенные для работы на дизельном топливе. На момент разработки проекта отсутствуют нормативные ограничения на работу котлов на дизельном топливе. Законопроектов и иных инициатив, которые в обозримой перспективе могут привести к ограничениям на использование аналогичного оборудования, не обнаружено.
г)	экономические (доступность финансовых ресурсов)	**Значительное.** Реализация сценария потребует финансовых ресурсов для закупки и монтажа нового теплогенерирующего оборудования.	**Значительное.** Реализация сценария потребует финансовых ресурсов для проведения инженерных коммуникаций, закупки и монтажа нового теплогенерирующего оборудования.	**Значительное.** Реализация сценария потребует финансовых ресурсов для закупки и монтажа нового теплогенерирующего оборудования, организации поставки и мест хранения пеллет.	**Значительное.** Реализация сценария потребует финансовых ресурсов для закупки и монтажа нового теплогенерирующего оборудования, организации поставки и мест хранения дизельного топлива.

№ п/п	Возможные барьеры для реализации проекта	Влияние барьеров на реализацию мероприятий			
		Альтернативный сценарий № 1	Альтернативный сценарий № 2	Альтернативный сценарий № 3	Альтернативный сценарий № 4
				Себестоимость производства тепловой энергии из биомассы (отходов биомассы) выше, чем себестоимость производства тепловой энергии из природного газа, и ниже, чем с использованием дизельного топлива или электричества.	
д)	социально-экологические (уровень воздействия на окружающую среду и местные сообщества)	**Отсутствует.** Учитывая незначительное потребление ископаемого топлива, необходимого для выработки электрической энергии, поставляемой для работы электрокотлов малой мощности из внешней сети, объем выбросов загрязняющих веществ на внешних генерирующих объектах не увеличит уровень воздействия на окружающую среду и местные сообщества.	**Незначительное.** Реализация сценария приведет к появлению источника выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. Однако, учитывая небольшой объем выбросов от котлов малой мощности и их удаленность от объектов с нормируемыми показателями качества среды обитания в соответствии с санитарно-эпидемиологическими нормами, уровень воздействия объекта на	**Незначительное.** Реализация сценария приведет к появлению источника выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. Однако, учитывая небольшой объем выбросов загрязняющих веществ от котлов малой мощности и их удаленность от объектов с нормируемыми показателями качества среды обитания в соответствии с санитарно-эпидемиологическими нормами, негативное воздействие объекта на	**Значительное.** Реализация сценария приведет к появлению источника выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. С точки зрения воздействия на окружающую среду, исходя из качественного и количественного состава выбросов загрязняющих веществ, котлы на дизельном топливе менее предпочтительны, чем газовые или пеллетные. Реализация данного сценария может привести к тому, что уровень воздействия на окружающую среду будет

№ п/п	Возможные барьеры для реализации проекта	Влияние барьеров на реализацию мероприятий			
		Альтернативный сценарий № 1	Альтернативный сценарий № 2	Альтернативный сценарий № 3	Альтернативный сценарий № 4
			окружающую среду практически не изменится.	окружающую среду сведено к минимуму.	выше допустимых нормативов.
е)	квалификацион-ные (доступность необходимых компетенций для реализации технологии)	**Отсутствует.** Существующие компетенции персонала предприятия являются достаточными для эксплуатации электрических котлов.	**Значительное.** Внедрение технологии по производству тепловой энергии на основе природного газа требует обучения персонала для получения дополнительных компетенций или привлечения дополнительных кадровых ресурсов.	**Значительное.** Внедрение технологии по производству тепловой энергии на основе биомассы (отходах биомассы) требует обучения персонала для получения дополнительных компетенций или привлечение дополнительных кадровых ресурсов.	**Значительное.** Внедрение технологии по производству тепловой энергии на основе дизельного топлива требует обучения персонала для получения дополнительных компетенций или привлечение дополнительных кадровых ресурсов.

Вывод:

В соответствии с требованиями приказа Минэкономразвития России от 11.05.2022 № 248 [5] принимается сценарий, который является наиболее вероятным в качестве базовой линии с учетом всех идентифицированных препятствий (барьеров) для реализации проекта.

Таким образом, в качестве базового сценария принимается Альтернативный сценарий № 1 (производство тепловой энергии на основе электроэнергии), имеющий наименьшие барьеры для реализации проекта и наилучшим образом представляющий условия, которые с наибольшей вероятностью могут возникнуть в отсутствие деятельности по климатическому проекту. Из всех альтернатив, описанных выше, она технически наиболее осуществима и, одновременно, не противоречит законодательству.

9.2 Результаты процедуры определения базового сценария для проектов нового строительства

Базовый сценарий для проектной деятельности определяется в соответствии с руководящими принципами [11] следующим образом:

Этап 1:

Определены различные альтернативы, доступные инициатору проекта, которые обеспечивают сопоставимый уровень услуг (раздел 9.1).

Этап 2:

Ни одна из упомянутых альтернатив не сталкивается с какими-либо нормативными обязательствами или ограничениями (таблица 9.1).

Этап 3:

Все альтернативы были проанализированы и ранжированы с учетом значимости барьеров (таблица 9.1).

Этап 4:

После проведения барьерного анализа, остается только один вариант сценария с наименьшим количеством барьеров – Альтернативный сценарий № 1. Выбранный сценарий соответствует одному из базовых сценариев, предусмотренных методологией CDM AMS-I.C. [8], а именно сценарию п. 29 (j): электроэнергия импортируется из сети и/или производится на локальной электростанции с использованием ископаемого топлива, а тепловая энергия вырабатывается с использованием электричества.

Таким образом, Альтернативный сценарий № 1 принимается в качестве базового.

9.3 Сроки зачетного периода

Согласно требованиям Приказа Минэкономразвития России от 11.05.2022 № 248 [5] зачетный период не должен превышать период, для которого базовая линия является наиболее вероятным сценарием с учётом нормативных сроков эксплуатации оборудования.

Проектная деятельность относится к категории проектов Greenfield, поскольку предусматривает строительство нового объекта без использования существующих мощностей.

Для определения срока службы оборудования, согласно инструмента TOOL10 [17], используются значения по умолчанию для срока службы нагревателей, охладителей, насосов и т. д., используемых в системах отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха.

Технический срок службы нагревателей, охладителей, насосов и т. д., используемых в системах отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха, по умолчанию составляет 15 лет [17].

Остаточный срок службы пеллетного котла определяется как разница между техническим сроком службы и временем эксплуатации. Котел введен в эксплуатацию 16.10.2025 года, остаточный срок службы котла на момент начала зачетного периода составляет 14 лет.

Зачетный период проекта, согласно [5], определен непрерывно 10 лет без возможности продления: 01.02.2026-31.01.2036.

9.4 Описание формул, используемых для оценки выбросов, предусмотренных базовой линией

В соответствии с п.9[1] Приложения №2 Приказа Минэкономразвития от 11.05.2022 № 248 [5] определение базовой линии осуществляется с учетом прогнозируемого уровня производственной деятельности и сведений о фактической массе выбросов парниковых газов и их поглощении за период не менее 3 лет до даты начала проектной деятельности либо с использованием других методов, указанных в документах национальной системы стандартизации в области ограничения выбросов парниковых газов.

Предлагаемая деятельность является проектом Greenfield (новое строительство), что не позволяет сформировать трехлетний отчетный период на момент начала зачетного периода (01.02.2026). В представленном климатическом проекте, базовая линия определялась в соответствии с п. 6.4 ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021 [9] с использованием усредненных данных объемов потребления пеллет котлоагрегатами аналогичного типа и мощности (Termodinamik EKY/S 40), эксплуатируемыми предприятием в аналогичных климатических условиях в отопительные сезоны 2022-2023 гг., 2023-2024 гг. и 2024-2025 гг., предшествующих началу зачетного периода (таблица А.1 Приложения А).

Данный подход к определению базовой линии не противоречит требованиям Приказа Минэкономразвития от 11.05.2022 № 248.

Наиболее вероятным базовым сценарием для генерации эквивалентного количества тепловой энергии, вырабатываемой пеллетным котлом в проектном сценарии, будет являться использование электрического котла, электроэнергия для которого импортировалась бы из сети.

Базовый сценарий соответствует п. 64 методологии CDM AMS-I.C. [8], в котором указано, что для бытовых или коммерческих применений/систем, максимальная выходная мощность которых составляет менее 45 кВт тепловой

энергии и где можно продемонстрировать, что учет выработки тепловой энергии не является достоверным, как в случае печей, газификаторов, сушилок, водонагревателей и т. д., выходная энергия проекта должна оцениваться на основе потребления биомассы (с точки зрения количества энергии), умноженного на эффективность проектного оборудования.

Расчет прогнозируемых выбросов ПГ по базовому сценарию выполняется по формуле:

$$BE_y = [B_{biomass,PJ,y} \times NCV_{biomass} \times \eta_{PJ} / \eta_{BL}] \times EF_{FF,CO2,y} \quad (9.1)$$

где

BE_y – базовые выбросы ПГ от производства тепловой энергии с использованием возобновляемой биомассы за год y (т CO_2).

η_{BL} – эффективность работы установки, функционирующей на ископаемом топливе, которая применялась бы в отсутствии проектной деятельности (%). Значение η_{BL} = 100%, согласно п. 42 (c) [8].

η_{PJ} – эффективность проектного оборудования, измеренная с использованием репрезентативных методов отбора проб или на основе справочных значений в литературе (%). Значение η_{PJ} = 85% согласно справочным данным, указанным в табл. 1 TOOL09 [18].

$EF_{FF,CO2,y}$ – коэффициент выбросов CO_2 ископаемого топлива, которое использовалось бы в отсутствии проектной деятельности (т CO_2/ТДж). Согласно п. 20 (b) (ii) инструмента TOOL05 [19] для электрических сетей, где ГЭС составляют менее 50% от общего объема выработки электроэнергии в сети на основе среднего значения за пять последних лет или долгосрочных средних показателей, а также если потребление электроэнергии базовыми источниками превышает совокупное потребление электроэнергии проектных источников и утечек, коэффициент выбросов принимается равным 0,4 т CO_2/МВт*ч. С пересчетом на т CO_2/ТДж (1 МВт*ч = 0,0036 ТДж) коэффициент $EF_{FF,CO2,y}$ = 111,111 т CO_2/ТДж.

В рамках проекта баланс электроэнергии взят из отчетов АО «СО ЕЭС» [20] для объединенных энергетических систем (ОЭС) в месте расположения АЗС № 684 на основе среднего значения объема выработки электроэнергии в ОЭС Центра за пять последних лет. Объем электропотребления базовыми источниками, составляющий 68,9 МВт*ч, превышает совокупное электропотребление проектных источников и утечек (4,4 МВт*ч), что соответствует критерию (ii) TOOL05 [19].

$B_{biomass,PJ,y}$ – количество потребленной биомассы за год y (тонна).

В качестве показателя принимается среднее потребление пеллет, определенное по данным трех отопительных сезонов, предшествующих началу зачетного периода, для котлоагрегатов аналогичного типа и мощности (Termodinamik EKY/S 40),

эксплуатируемыми предприятием в аналогичных климатических условиях [21].

Значения, принятые к расчету, представлены в таблице А.2 Приложения А.

$NCV_{biomass}$ – низшая теплотворная способность биомассы (ТДж/тонну биомассы). Значение $NCV_{biomass}$ = 0,017 ТДж/т принято согласно техническому описанию товара производителя [22].

При подготовке отчета о реализации климатического проекта расчеты по базовой линии будут актуализированы. Базовая линия будет меняться с учетом мониторинга фактического потребления пеллет ($B_{biomass,PJ,y}$), низшей теплотворной способности пеллет ($NCV_{biomass}$) и коэффициента выбросов парниковых газов для ископаемого топлива (электроэнергии из сети, $EF_{FF,CO2,y}$). Контроль данных параметров включен в план мониторинга.

Расчет прогнозируемых выбросов ПГ по базовому сценарию представлен в таблице Б.1 Приложения Б, результаты расчетов – в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Результаты расчетов прогнозируемых выбросов ПГ по базовой линии

Год реализации проекта (зачетный период)	Выбросы ПГ по базовой линии, т CO_2
01.02.2026-31.12.2026	21
2027	24
2028	24
2029	24
2030	24
2031	24
2032	24
2033	24
2034	24
2035	24
01.01.2036-31.01.2036	4
10 лет	**241**

10. ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТА КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ ПЛАНИРУЕМЫХ К СОКРАЩЕНИЮ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ В РЕЗУЛЬТАТЕ РЕАЛИЗАЦИИ МЕРОПРИЯТИЙ ПРОЕКТА (ПРОЕКТНЫЙ СЦЕНАРИЙ)

10.1 Описание формул, используемых для оценки выбросов, предусмотренных проектным сценарием

В соответствии с п. 66 методологии CDM AMS-I.C. [8] проектные выбросы определяются по формуле:

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{EC,y} + PE_{Geo,y} + PE_{ref,y} + PE_{Biomass,y} \quad (10.1)$$

где

PE_y – проектные выбросы в результате деятельности по проекту за год y (т CO_2).

$PE_{FF,y}$ – проектные выбросы от потребления ископаемого топлива за год y (т CO_2). Потребление ископаемого топлива на объекте не происходит (**$PE_{FF,y} = 0$**).

$PE_{EC,y}$ – проектные выбросы от потребления электроэнергии за год y (т CO_2). Расчет представлен в подразделе 10.1.1.

$PE_{Geo,y}$ – проектные выбросы в результате геотермальной деятельности по проекту за год y (т CO_2). Геотермальная деятельность на объекте не происходит (**$PE_{Geo,y} = 0$**).

$PE_{ref,y}$ – проектные выбросы в результате использования хладагента в деятельности по проекту за год y (т CO_2). Проектное оборудование не содержит хладагенты (**$PE_{ref,y} = 0$**).

$PE_{Biomass,y}$ – проектные выбросы, связанные с биомассой и остатками (отходам) биомассы, за год y (т CO_2). Расчет представлен в подразделе 10.1.2.

10.1.1. Проектные выбросы от потребления электроэнергии ($PE_{EC,y}$)

Расчет выбросов ПГ от потребления электроэнергии в проектном сценарии включает в себя выбросы ПГ, образующиеся при потреблении электроэнергии пеллетной котельной и выбросы ПГ, возникающие при эксплуатации резервного электрического котла (электроводонагревателя) в случае возникновения нештатной (аварийной) ситуации:

$$PE_{EC,y} = PE_{пеллет.кот,y} + PE_{авария,y} \quad (10.2)$$

где

$PE_{EC,y}$ – проектные выбросы от потребления электроэнергии за год y (т CO_2).

$PE_{пеллет.кот,y}$ – проектные выбросы от потребления электроэнергии пеллетной котельной за год y (т CO_2).

$PE_{авария,y}$ – проектные выбросы от потребления электроэнергии резервным электрическим котлом (электроводонагревателем) за год y (т CO_2).

Активация резервного электрокотла (электроводонагревателя) осуществляется уполномоченным персоналом на основании визуального осмотра или автоматизированного сигнализационного оповещения с последующей обязательной регистрацией в эксплуатационной документации установленного образца. Каждый случай активации резервного режима (выхода их строя твердотопливного (пеллетного) агрегата) подлежит обязательной регистрации в журнале «Ремонт и ТО теплового оборудования» с указанием:

- даты и времени останова оборудования;
- причины перехода на резервный источник;
- ФИО ответственного сотрудника;
- даты и времени возобновления работы после устранения неисправности.

Расчет выбросов ПГ от потребления электроэнергии пеллетной котельной ($PE_{пеллет.кот,y}$)

Потребителями электроэнергии в пеллетной котельной являются:

- пеллетный котел (дутьевой вентилятор для подачи воздуха на горелку и редуктор шнека подачи топлива в котел);
- циркуляционный насос для циркуляции теплоносителя;
- электропривод регулирующего клапана;
- щит сигнализации котельной;
- сигнализатор оксида углерода (датчик загазованности);
- GSM модем (шкаф управления котлом).

Снабжение АЗС электроэнергией осуществляется по договору энергоснабжения [15]. Электроэнергия приобретается только из сети, потребление контролируется в процессе мониторинга проекта.

Выбросы от потребления электроэнергии по проекту определяются согласно п.16 инструмента TOOL05 [19] по формуле:

$$PE_{пеллет.кот,y} = \sum EC_{PJ,j,y} \times EF_{EF,j,y} \times (1 + TDL_{j,y}) \quad (10.3)$$

где

$PE_{пеллет.кот,y}$ – проектные выбросы от потребления электроэнергии пеллетной котельной за год y (т CO_2).

$EC_{PJ,j,y}$ – количество электроэнергии, потребляемой источником потребления электроэнергии j пеллетной котельной по проекту за год y (МВт*ч). Перечень электропотребителей и количество потребляемой электроэнергии (кВт*ч) приняты согласно электротехнической части раздела проектной документации на строительство объекта, рассматриваемого в рамках проекта (таблица В.2 Приложения В) [23]. Годовой фонд рабочего времени теплогенерирующего оборудования определяется путем перемножения продолжительности отопительного периода (усредненное количество

отопительных дней за три прошедших сезона в соответствии с приказами о начале и об окончании отопительного периода [24], [25] – таблица В.1 Приложения В) и показателя непрерывной суточной работы оборудования (24 ч.).
Расчет параметра представлен в таблице В.2 Приложения В.

$EF_{EF,j,y}$ – коэффициент выбросов при выработке электроэнергии для источника *j* за год *y* (т CO_2/МВт*ч). Согласно п. 20 (b) (ii) инструмента TOOL05 [19] для электрических сетей, где ГЭС составляют менее 50% от общего объема выработки электроэнергии в сети на основе среднего значения за пять последних лет или долгосрочных средних показателей, а также если потребление электроэнергии базовыми источниками превышает совокупное потребление электроэнергии проектных источников и утечек, коэффициент выбросов принимается равным 0,4 т CO_2/МВт*ч.
В рамках проекта баланс электроэнергии взят из отчетов АО «СО ЕЭС» [20] для объединенных энергетических систем (ОЭС) в месте расположения АЗС № 684 на основе среднего значения объема выработки электроэнергии в ОЭС Центра за пять последних лет.
Объем электропотребления базовыми источниками, составляющий 68,9 МВт*ч, превышает совокупное электропотребление проектных источников и утечек (4,4 МВт*ч), что соответствует критерию (ii) TOOL05 [19].

$TDL_{j,y}$ – средние технические потери при передаче и распределении электроэнергии для источника *j* за год *y* (%). Используется консервативное значение по умолчанию равное 3%, согласно п. 3 (b) таблицы 3 инструмента TOOL05 [19].

Расчет прогнозируемых выбросов ПГ от потребления электроэнергии пеллетной котельной по проекту ($PE_{пеллет.кот,y}$) представлен в таблице В.3 Приложения В.

Расчет выбросов от потребления электроэнергии резервным электрокотлом ($PE_{авария,y}$)

На случай выхода из строя пеллетного котла предусмотрено переключение работы системы отопления на аварийный электрический котел. В качестве резервного котла на АЗС № 684 установлен электроводонагреватель ЭВПМ мощностью 24 кВт.

Выбросы ПГ в период возникновения нештатных ситуаций $PE_{авария,y}$ согласно п.16 инструмента TOOL05 [19] рассчитываются по формуле:

$$PE_{авария,y} = \sum EC_{авария,y} \times EF_{EF,авария,y} \times (1 + TDL_{авария,y}) \quad (10.4)$$

где

$PE_{авария,y}$ – проектные выбросы от потребления электроэнергии резервным электрокотлом за год *y* (т CO_2).

$EC_{авария,y}$ – количество электроэнергии, потребляемой резервным электрокотлом за год *y* (МВт*ч).

$EF_{EF,авария,y}$ – коэффициент выбросов при выработке электроэнергии для резервного электрокотла за год *y* (CO_2/МВт*ч).

$TDL_{авария,y}$ – средние технические потери при передаче и распределении электроэнергии для резервного электрокотла за год *y* (%). Используется консервативное значение по умолчанию равное 3%, согласно п. 3 (b) таблицы 3 инструмента TOOL05 [19].

Выбросы ПГ, возникающие при аварийной работе резервного электрокотла, в рамках проекта принимаются равными нулю ($PE_{авария,y} = 0$).

Аварийная работа электрокотла в зачетный период включена в мониторинг проекта.

Таким образом, основной вклад выбросов ПГ в проектном сценарии, имеющий постоянный характер присутствия, вносит потребление электроэнергии пеллетной котельной ($PE_{EC,y} = PE_{пеллет.кот,y}$).

10.1.2. Проектные выбросы, связанные с биомассой и остатками (отходами) биомассы ($PE_{Biomass,y}$)

Проектные выбросы, связанные с биомассой и остатками (отходами) биомассы, определяются в соответствии с п. 78 методологии CDM AMS-I.C. [8] по формуле:

$$PE_{Biomass,y} = PE_{BC} + PE_{BT} + PE_{BP} + PE_{BRT} + PE_{BRP} \quad (10.5)$$

где

$PE_{Biomass,y}$ – проектные выбросы, связанные с биомассой и остатками (отходами) биомассы за год *y* (т CO_2).

PE_{BC} – проектные выбросы, возникающие в результате выращивания биомассы на специальной плантации в рамках деятельности по проекту, в которой используется биомасса за год *y* (т CO_2). Проектная деятельность не предусматривает выращивание и использование данного вида биомассы в качестве топлива ($\boldsymbol{PE_{BC} = 0}$).

PE_{BT} – проектные выбросы, возникающие в результате транспортировки биомассы за год *y* (т CO_2). Проектом не предусмотрена транспортировка биомассы ($\boldsymbol{PE_{BT} = 0}$).

PE_{BP} – проектные выбросы, возникающие в результате переработки биомассы за год *y* (т CO_2). Проектная деятельность не предусматривает переработку биомассы ($\boldsymbol{PE_{BP} = 0}$).

PE_{BRT} – проектные выбросы, возникающие в результате транспортировки остатков (отходов) биомассы, если в рамках проекта потребляются

остатки (отходы) биомассы за год *y* (т CO_2). Расчет представлен в подразделе 10.1.2.1.

PE_{BRP} – проектные выбросы, возникающие в результате переработки остатков (отходов) биомассы, если в рамках проекта потребляются остатки (отходы) биомассы за год *y* (т CO_2). Расчет представлен в подразделе 10.1.2.2.

10.1.2.1. Выбросы, возникающие в результате транспортировки остатков (отходов) биомассы (**PE_{BRT}**)

Выбросы, возникающие в результате транспортировки остатков (отходов) биомассы (PE_{BRT}), согласно п. 31 (а) инструмента TOOL16 [26], рассчитываются по формуле:

$$PE_{BRT,y} = EF_{CO2,y} \times B_{biomass,PJ,y} \quad (10.6)$$

где

$PE_{BRT,y}$ – проектные выбросы, возникающие в результате транспортировки остатков (отходов) биомассы, если в рамках проекта потребляются остатки (отходы) биомассы за год *y* (т CO_2).

$EF_{CO2,y}$ – коэффициент выбросов от транспортировки остатков (отходов) биомассы за год *y* (т CO_2/т биомассы). Значение $EF_{CO2,y}$ = 0,0142 т CO_2/т биомассы принимается в соответствии с п. 31 (а) TOOL16 [26].

$B_{biomass,PJ,y}$ – количество потребленной биомассы за год *y* (тонна).
В качестве показателя принимается среднее потребление пеллет, определенное по данным трех отопительных сезонов, предшествующих началу зачетного периода, для котлоагрегатов аналогичного типа и мощности (Termodinamik EKY/S 40), эксплуатируемыми предприятием в аналогичных климатических условиях [21].
Значения, принятые к расчету, представлены в таблице А.2 Приложения А.

Расчет $PE_{BRT,y}$ представлен в таблице В.4 Приложения В.

*10.1.2.2. Проектные выбросы, возникающие в результате переработки остатков (отходов) биомассы (**PE_{BRP}**)*

Проектные выбросы, возникающие в результате переработки остатков (отходов) биомассы (PE_{BRP}) при производстве пеллет, определяются в соответствии с п. 32 инструмента TOOL16 [26] по формуле:

$$PE_{BRP,y} = PE_{BRP,fuel,y} + PE_{BRP,CH4,y} + PE_{BRP,COMP,y} + PE_{BRP,AD,y} + PE_{BRP,ww,y} + PE_{BRP,additives,y} + PE_{BRP,electricity,y} \quad (10.7)$$

где

$PE_{BRP,y}$ – проектные выбросы, возникающие в результате переработки остатков (отходов) биомассы за год y (т CO_2).

$PE_{BRP,fuel,y}$ – проектные выбросы, возникающие в результате потребления ископаемого топлива вследствие обработки остатков (отходов) биомассы за год y (т CO_2). Проектом не предусмотрено потребление ископаемого топлива для обработки остатков (отходов) биомассы ($\boldsymbol{PE_{BRP,fuel,y} = 0}$).

$PE_{BRP,CH4,y}$ – проектные выбросы метана в результате разложения остатков (отходов) биомассы в анаэробных условиях вследствие обработки за год y (т CO_2). Разложение в анаэробных условиях в результате обработки остатков (отходов) биомассы не происходит ($\boldsymbol{PE_{BRP,CH4,y} = 0}$).

$PE_{BRP,COMP,y}$ – проектные выбросы, связанные с компостированием в результате обработки остатков (отходов) биомассы за год y (т CO_2). Компостирование в процессе обработки остатков (отходов) биомассы не происходит ($\boldsymbol{PE_{BRP,COMP,y} = 0}$).

$PE_{BRP,AD,y}$ – проектные выбросы, возникающие в результате работы анаэробного реактора вследствие обработки остатков (отходов) биомассы за год y (т CO_2). Работа анаэробного реактора в процессе обработки остатков (отходов) биомассы не происходит ($\boldsymbol{PE_{BRP,AD,y} = 0}$).

$PE_{BRP,ww,y}$ – проектные выбросы в результате очистки сточных вод вследствие обработки остатков (отходов) биомассы за год y (т CO_2). Очистка сточных вод в результате обработки остатков (отходов) биомассы при производстве пеллет не осуществляется ($\boldsymbol{PE_{BRP,ww,y} = 0}$).

$PE_{BRP,additives,y}$ – проектные выбросы в результате использования добавок для переработки остатков (отходов) биомассы за год y (т CO_2). Какие-либо добавки для переработки остатков (отходов) биомассы в пеллеты не используются ($\boldsymbol{PE_{BRP,additives,y} = 0}$).

$PE_{BRP,electricity,y}$ – проектные выбросы, возникающие в результате потребления электроэнергии вследствие обработки остатков (отходов) биомассы за год y (т CO_2). Определяются на основании положений инструмента TOOL05 [19] и соответствуют $PE_{EC,y}$ из инструмента согласно п. 33 TOOL16 [26].

Проектные выбросы, возникающие в результате потребления электроэнергии вследствие обработки остатков (отходов) биомассы ($PE_{BRP,electricity,y}$) вычисляются по формуле:

$$PE_{BRP,electricity,y} = \sum EC_{BRP,j,y} \times EF_{BRP,EF,j,y} \times (1 + TDL_{BRP,j,y}) \quad (10.8)$$

где

$EC_{BRP,j,y}$ – количество электроэнергии, потребленной оборудованием j в результате обработки остатков (отходов) биомассы за год y (МВт*ч). Значение параметра принято исходя из удельного энергопотребления при производстве пеллет (МВт*ч/тонну пеллет) по данным производителей пеллет [3] и количества

потребляемых пеллет, рассчитанных в таблице А.2 Приложения А. Расчет данного параметра представлен в таблице В.5 Приложения В.

$EF_{BRP,EF,j,y}$ – коэффициент выбросов при выработке электроэнергии для источника *j* в результате обработки остатков (отходов) биомассы за год *y* (т CO_2/МВт*ч). Согласно п. 20 (b) (ii) инструмента TOOL05 [19] для электрических сетей, где ГЭС составляют менее 50% от общего объема выработки электроэнергии в сети на основе среднего значения за пять последних лет или долгосрочных средних показателей, а также если потребление электроэнергии базовыми источниками превышает совокупное потребление электроэнергии проектных источников и утечек, коэффициент выбросов принимается равным 0,4 т CO_2/МВт*ч.

В рамках проекта баланс электроэнергии взят из отчетов АО «СО ЕЭС» [20] для объединенных энергетических систем (ОЭС) в месте расположения АЗС № 684 на основе среднего значения объема выработки электроэнергии в ОЭС Центра за пять последних лет.

Объем электропотребления базовыми источниками, составляющий 68,9 МВт*ч, превышает совокупное электропотребление проектных источников и утечек (4,4 МВт*ч), что соответствует критерию (ii) TOOL05 [19].

$TDL_{BRP,j,y}$ – средние технические потери при передаче и распределении электроэнергии для источника *j* в результате обработки остатков (отходов) биомассы за год *y* (%). Используется консервативное значение по умолчанию равное 3%, согласно п. 3 (b) таблицы 3 инструмента TOOL05 [19].

Расчет $PE_{BRP,electricity,y}$ представлен в таблице В.6 Приложения В.

Результат расчета проектных выбросов, связанных с биомассой и остатками (отходами) биомассы ($PE_{Biomass,y}$), как сумма выбросов, возникающих в результате транспортировки остатков (отходов) биомассы (PE_{BRT}) и выбросов, возникающих в результате переработки остатков (отходов) биомассы ($PE_{BRP} = PE_{BRP,electricity,y}$) представлен в таблице В.7 Приложения В.

При подготовке отчета о реализации климатического проекта расчеты будут актуализированы. Проектная линия будет меняться с учетом мониторинга фактического потребления электроэнергии ($EC_{PJ,j,y}$) и пеллет ($B_{biomass,PJ,y}$) пеллетной котельной, фактического потребления электроэнергии резервным котлом (электроводонагревателем) при возникновении аварийных (нештатных) ситуаций ($EC_{авария,y}$), удельного показателя энергопотребления при производстве пеллет ($EF_{удел.,y}$), коэффициента выбросов парниковых газов при выработке электроэнергии ($EF_{EF,j,y}$, $EF_{EF,авария,y}$, $EF_{BRP,EF,j,y}$). Контроль данных параметров включен в план мониторинга.

Расчет прогнозируемых выбросов ПГ по проектному сценарию представлен в таблице В.8 Приложения В, результаты расчетов – в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – Результаты расчетов прогнозируемых выбросов ПГ по проектному сценарию

Год реализации проекта (зачетный период)	Выбросы ПГ по проектной линии, т CO_2
01.02.2026-31.12.2026	1
2027	1
2028	1
2029	1
2030	1
2031	1
2032	1
2033	1
2034	1
2035	1
01.01.2036-31.01.2036	0
10 лет	**10**

10.2 Утечки

Согласно п. 79 CDM AMS-I.C [8] если используемое в настоящее время энергогенерирующее оборудование перенесено из другой сферы деятельности, необходимо учитывать утечку. Так как проектная деятельность предусматривает использование нового оборудования, следовательно, утечки не учитываются ($\boldsymbol{LE_y = 0}$).

В соответствии с п. 80 CDM AMS-I.C [8] если вытесненный хладагент представляет собой парниковый газ, определенный в приложении А к Киотскому протоколу или в пункте 1 Конвенции, и не уничтожается, выбросы при его хранении или использовании в оборудовании должны рассматриваться как утечка. Так как проектное оборудование не содержит хладагенты, утечки не учитываются ($\boldsymbol{LE_y = 0}$).

В соответствии с п. 81 CDM AMS-I.C [8] для проектной деятельности с использованием биомассы и/или остатков (отходов) биомассы для определения утечки должен применяться методический инструмент TOOL16 [26]. Утечки за границами проекта отсутствуют, так как в рамках проекта не используется специально выращенная биомасса на выделенных плантациях, а используются остатки (отходы) биомассы. В проекте по теплоснабжению здания операторной АЗС № 684 ООО «Татнефть-АЗС-Запад» планируемые к поставке древесные гранулы (пеллеты) представляют собой отходы лесопиления – чистый опил древесины, который образуется в результате переработки «круглого» леса в конечные продукты типа: блокхаус, вагонка, доска разного типа и т.п. [3].

Согласно п. 52 TOOL16 [26] для исключения утечек необходимо продемонстрировать, что общее количество остатков биомассы данного типа, ежегодно имеющихся в регионе проекта, по меньшей мере на 25% превышает количество остатков биомассы, ежегодно используемых в регионе проекта, включая объект проекта.

Поставщиком биотоплива (пеллет) для котельной АЗС № 684 является ООО «Фреш Групп», находящийся в Нижегородской области.

Согласно реестру котельных, расположенных на территории муниципальных образований Нижегородской области (по данным сайта Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Нижегородской области [27]), количество котельных, использующих пеллеты в качестве топлива, составляет около 2%. Общая мощность данных котельных равняется 10,741 МВт. Для работы котельных потребуется около 4 тыс. тонн пеллет в год.

Нижегородская область является одним из крупных лесных регионов европейской части РФ – леса занимают 4 млн. га, или 53% территории области. На территории Нижегородской области находится более 75 предприятий ЛПК. Отходы деревообработки используются в производстве древесных топливных гранул (20 тыс. тонн пеллет в год) [28].

Таким образом, в регионе доступно более 25% топливных гранул (пеллет).

АЗС № 684 находится в Московской области, следовательно, спрос и потребность в данном типе топлива в Нижегородской области значительно ниже, чем масса отходов лесопиления, образующаяся в регионе.

Излишки отходов лесопиления утилизируются путем сжигания без энергетических целей [29].

В связи с этим утечки вне границ проекта в расчетах сокращения выбросов по данному проекту не учитываются.

10.3 Сокращение выбросов

Прогнозируемое сокращение выбросов определяется как разница между выбросами при реализации базового сценария и выбросами, определенными проектным сценарием по формуле:

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y \quad (10.9)$$

где

ER_y – сокращение выбросов за год y (т CO_2-экв.).

BE_y – базовые выбросы за год y (т CO_2-экв.).

PE_y – проектные выбросы за год y (т CO_2-экв.).

LE_y – утечки выбросов за год y (т CO_2-экв.).

Для пересчета выбросов ПГ в эквивалент диоксида углерода (CO_2-экв.) используется ПГП, значения которого определены Распоряжением Правительства РФ от 22.10.2021 № 2979-р [30]. В соответствии с указанным

документом, ПГП для диоксида углерода принят равным 1 для 100-летнего горизонта.

В границы проекта включены все источники выбросов парниковых газов, которые участвуют в механизме сокращения выбросов.

Прогнозируемое сокращение выбросов парниковых газов представлено в таблице 10.2.

Таблица 10.2 – Прогнозируемое сокращение выбросов ПГ

Год реализации проекта (зачетный период)	Выбросы ПГ по базовой линии (BE_y), т CO_2-экв.	Выбросы ПГ по проектной линии (PE_y), т CO_2-экв.	Сокращение выбросов (ER_y), т CO_2-экв.
01.02.2026-31.12.2026	21	1	20
2027	24	1	23
2028	24	1	23
2029	24	1	23
2030	24	1	23
2031	24	1	23
2032	24	1	23
2033	24	1	23
2034	24	1	23
2035	24	1	23
01.01.2036-31.01.2036	4	0	4
10 лет	**241**	**10**	**231**

Прогнозируемое сокращение выбросов парниковых газов за зачетный период с 01.02.2026 г. по 31.01.2036 г. – **231 т CO_2-экв**.

10.4 Оценка неопределенности расчетов выбросов парниковых газов

С целью повышения уровня уверенности в том, что сокращения выбросов ПГ являются достоверными и не завышенными, установим уровень неопределенности, в пределах диапазона которого значения сокращений должны приводить к консервативной количественной оценке проекта.

Оценка неопределенности проводилась в соответствии с методическими указаниями:

– Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов, МГЭИК 2006 (Том 1, Глава 3 Неопределенности) [31];

– GHG Protocol 2003: Short Guidance for Calculating Measurement and Estimation Uncertainty for GHG Emissions [32];

– ГОСТ 34100.1-2017/ISO/IEC Guide 98-1:2009 «Неопределенность измерения. Введение в руководства по выражению неопределенности измерения» [33].

Для расчета неопределенности были использованы доступные данные о неопределенности по различным промышленным секторам/источникам выбросов Российской Федерации, опубликованным в Национальном докладе о кадастре антропогенных выбросов за 1990-2023 гг. [34].

Результаты расчета неопределенности представлены в Приложении Г.

Неопределенность составила 8,66%. Согласно шкале, приведенной в [32], точность данных в диапазоне 5-15% является «хорошей».

Для повышения уверенности в том, что сокращения выбросов ПГ, рассчитанные на основании первичных данных, полученных в результате осуществления мониторинга, не завышены и являются достоверными, выполняется систематическая оценка неопределенности расчетов.

11. ОПИСАНИЕ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ РИСКОВ НЕВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПРОЕКТА И МЕР ПО ИХ МИНИМИЗАЦИИ

11.1 Идентификация рисков

К рискам, которые могут повлиять на реализацию проекта и сокращение выбросов ПГ в период кредитования по проекту относятся:

- риск качества оценки базовой линии;
- финансовые риски;
- технологические риски;
- экологические риски;
- природные факторы риска;
- риски нарушения логистических связей;
- нормативно-правовые риски;
- риск увеличения выбросов ПГ вне границ проекта, вызванного мероприятиями проекта (утечки);
- риск непостоянства.

Риск качества оценки базовой линии

Риск качества количественной оценки базовой линии обусловлен возможностью переоценки выбросов ПГ при установлении базовой линии и отсутствием учета её изменения в период кредитования.

Эффективность работы котельного оборудования зависит от низшей теплотворной способности топлива и может привести к изменению уровня базовой линии. Минимизация риска достигается путём рассмотрения всех допустимых базовых сценариев выбросов ПГ, эквивалентных с точки зрения полноты, согласованности, прозрачности и применимости с целью реализации проекта, а также тщательным сбором первичных данных для оценки изменения базовой линии в зачетный период. Описание выбора базовой линии, правдоподобной в диапазоне допущений на период действия базового сценария, приведено в разделе 9.

Финансовые риски

Финансовые риски связаны с возможным недостатком средств, выделенных на осуществление проекта по причине инфляционных, валютных, и инвестиционных рисков.

Минимизация риска достигается за счет корректного обоснования финансовых затрат на реализацию проекта, организацией контроля исполнения финансовой дисциплины, систематическим мониторингом расходования выделенных средств как в период непосредственной реализации проекта, так и на поддержание функционирования проекта в период кредитования.

Технологические риски

Технологические риски зависят от состояния оборудования по причине выработки установленного ресурса и могут привести к повышению аварийности объектов, включенных в границы проекта.

Минимизация технологических рисков достигается:

– на стадии проектирования при выборе нового оборудования с запасом ресурса, обеспечивающим безаварийную работу на весь зачетный период;

– в процессе эксплуатации путем своевременного проведения осмотров, выполнения профилактических и ремонтных работ, установленных соответствующими технологическими регламентами.

Экологические риски

Экологические риски связаны с увеличением негативного воздействия на окружающую среду (НВОС). Они возможны при:

- неполной оценке всех экологических аспектов проекта на стадии проектирования;
- изменении характеристик технологического оборудования в процессе эксплуатации;
- отсутствии своевременного контроля состояния окружающей среды на объектах, находящихся в границах проекта с целью своевременного поиска и устранения источников загрязнения.

Минимизация риска НВОС достигается контролем полноты оценки мероприятий по охране окружающей среды на стадии проектирования, минимизацией технологических рисков, организацией производственного экологического контроля и своевременным мониторингом состояния окружающей среды на объектах, входящих в границы проекта.

Природные факторы риска

Природные факторы, влияющие на риск невыполнения мероприятий проекта, связаны с погодными и климатическими условиями, а также с сейсмическими особенностями региона, изменение или недостаточный учет которых может привести к повышению аварийности объектов и невыполнению мероприятий проекта.

Минимизация риска природных факторов достигается полнотой учета погодных, климатических и сейсмических особенностей региона на стадии проектирования.

Риски нарушения логистических связей

Данные риски обусловлены нарушением логистических связей с поставщиками оборудования и биотоплива, приводящие к увеличению сроков поставки.

Минимизация рисков достигается расширением работы с подрядчиками и поставщиками биотоплива с учетом соблюдения условий поставки в договорах, обязанностью возместить покупателю понесенные убытки, связанные с несвоевременной поставкой товара или поставкой некачественного товара.

В соответствии с Приказом ООО «Татнефть-АЗС-Запад» от 21.11.2024 № 2666/24/ОД «О введении норм расхода пеллетных гранул» [35] на АЗС в период отопительного сезона с октября по апрель месяц включительно установлена норма не сжигаемого запаса пеллетных гранул в объеме месячного расхода за апрель.

Нормативно-правовые риски

К нормативно-правовым рискам относится риск законодательных изменений, а также риск изменения любой нормативно-правовой базы, регулирующей деятельность предприятия и имеющей отношение к проекту.

Минимизация рисков достигается учетом действующих нормативно-правовых актов на стадии проектирования, постоянным мониторингом законодательства и своевременным реагированием на происходящие изменения.

Риск увеличения выбросов ПГ вне границ проекта, вызванного мероприятиями проекта (утечки)

К рискам возникновения утечек относится смена поставщика пеллет.

Минимизация риска достигается тем, что одними из условий для заключения договора будут являться в том числе:

- подтверждение того, что пеллеты (древесные гранулы) произведены исключительно с использованием возобновляемой биомассы (отходов лесопиления, деревообработки), процесс производства не предусматривает какого-либо биологического или химического воздействия;
- масса отходов лесопиления (деревообработки), образующаяся в регионе, гораздо выше потребности котельных в данном типе топлива (использование отходов биомассы не увеличит мощности по лесопилению и, соответственно, образованию отходов деревообработки);
- пункт соглашения, обеспечивающего отсутствие двойного учета сокращений выбросов ПГ и предоставление информации, необходимой для осуществления мониторинга.

Риск непостоянства (повторного высвобождения парниковых газов)

Не применяется к рассматриваемой проектной деятельности.

11.2 Управление рисками

В результате оценки рисков определено, что все риски являются управляемыми. Из потенциальных рисков, идентифицированных в рамках жизненного цикла климатического проекта, наиболее существенными рисками, которые могут повлиять на выполнение мероприятий проекта, являются:

– на стадии разработки климатического проекта: риск качества оценки базовой линии и финансовые риски;

– на стадии реализации климатического проекта: риск нарушения логистических связей, риск увеличения выбросов ПГ вне границ проекта, вызванного мероприятиями проекта (утечки).

Идентифицированные риски, оценка вероятности их наступления, влияние на проект и управление рисками на различных стадиях реализации проекта представлены в таблице 11.1.

Таблица 11.1 – Риски проекта, оценка вероятности их наступления, влияние на проект и управление рисками

Наименование риска	Стадия реализации КП	Вероятность возникновения	Влияние на проект	Период возникновения	Управление	
					Методы минимизации	Период реализации
Риск качества оценки базовой линии	Разработка КП	средняя	высокое	10.08.2023-16.10.2025	Корректное определение БЛ	10.08.2023-16.10.2025
	Строительство котельной	-	-	-	-	-
	Зачетный период	низкая	низкая	01.02.2026-31.01.2036	Контроль получения первичных данных мониторинга	01.02.2026-31.01.2036
Финансовые риски	Разработка КП	средняя	высокое	10.08.2023-16.10.2025	Учет финансовых затрат с учетом инфляционных, валютных и инвестиционных изменений	10.08.2023-16.10.2025
	Строительство котельной	средняя	средняя	10.08.2023-16.10.2025	Мониторинг расхода выделенных средств с учетом инфляционных, валютных и инвестиционных изменений	10.08.2023-16.10.2025
	Зачетный период	низкая	низкая	01.02.2026-31.01.2036		01.02.2026-31.01.2036
Технологические риски	Разработка КП	низкая	низкая	10.08.2023-16.10.2025	Выбор оборудования с запасом ресурса	10.08.2023-16.10.2025
	Строительство котельной	-	-	-	-	-

Наименование риска	Стадия реализации КП	Вероятность возникновения	Влияние на проект	Период возникновения	Управление	
					Методы минимизации	Период реализации
	Зачетный период	низкая	низкая	01.02.2026-31.01.2036	Соблюдение правил эксплуатации, предписанных технической документацией	01.02.2026-31.01.2036
Экологические риски	Разработка КП	низкая	низкая	10.08.2023-16.10.2025	Учет экологических рисков при проектировании	10.08.2023-16.10.2025
	Строительство котельной	низкая	низкая	10.08.2023-16.10.2025	Проведение ПЭК, мониторинг окружающей среды	10.08.2023-16.10.2025
	Зачетный период	низкая	низкая	01.02.2026-31.01.2036		01.02.2026-31.01.2036
Природные факторы риска	Разработка КП	низкая	низкая	10.08.2023-16.10.2025	Учет погодных, климатических и сейсмических особенностей региона при проектировании	10.08.2023-16.10.2025
	Строительство котельной	-	-	-	-	-
	Зачетный период	-	-	-	-	-
Риски нарушения логистических связей	Разработка КП	низкая	низкая	10.08.2023-16.10.2025	Учет сроков поставки оборудования и биотоплива при заключении договоров	10.08.2023-16.10.2025
	Строительство котельной	низкая	низкая	10.08.2023-16.10.2025		10.08.2023-16.10.2025
	Зачетный период	средняя	высокое	01.02.2026-31.01.2036		01.02.2026-31.01.2036

Наименование риска	Стадия реализации КП	Вероятность возникновения	Влияние на проект	Период возникновения	Управление	
					Методы минимизации	Период реализации
Нормативно-правовые риски	Разработка КП	низкая	низкая	10.08.2023-16.10.2025	Учет действующих НПА	10.08.2023-16.10.2025
	Строительство котельной	низкая	низкая	10.08.2023-16.10.2025	Своевременное реагирование на изменение НПА	10.08.2023-16.10.2025
	Зачетный период	низкая	низкая	01.02.2026-31.01.2036		01.02.2026-31.01.2036
Риск увеличения выбросов ПГ вне границ проекта, вызванного мероприятиями проекта (утечки)	Разработка КП	-	-	-	-	-
	Строительство котельной	-	-	-	-	-
	Зачетный период	низкая	высокое	01.02.2026-31.01.2036	Учет выполнения условий договора при выборе поставщика пеллет	01.02.2026-31.01.2036
Риск непостоянства	Разработка КП	-	-	-	-	-
	Строительство котельной	-	-	-	-	-
	Зачетный период	-	-	-	-	-

Условные сокращения, принятые в таблице:
КП – климатический проект;
БЛ – базовая линия;
ПЭК – производственный экологический контроль;
ТР – технологический регламент;
НПА – нормативно-правовые акты.

12. ПЛАН МЕРОПРИЯТИЙ ПО СБОРУ ПЕРВИЧНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ ПОДТВЕРЖДЕНИЯ СВЕДЕНИЙ О СОКРАЩЕНИИ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ (ПЛАН МОНИТОРИНГА)

Для обеспечения достоверности, последовательности и прозрачности мониторинга проекта разработан план мониторинга, включающий процедуры получения, регистрации, обобщения и анализа данных и информации, необходимых для количественного определения и отчетности по выбросам ПГ, относящихся к проектному и базовому сценариям.

План мониторинга, описанный ниже, базируется на подходе, установленном в Приказе Минэкономразвития России от 11.05.2022 № 248 [5], ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021 [9] и методологии CDM AMS-I.C. [8].

12.1 Цель мониторинга

Мониторинг проекта проводится с целью периодической оценки фактических выбросов ПГ и других данных, связанных с достижением запланированного результата сокращения выбросов ПГ при осуществлении климатического проекта. Мониторинг проекта проводится с начала зачетного периода по проекту.

12.2 Перечень параметров, подлежащих измерению и мониторингу

В перечень первичных данных, необходимых для достижения цели мониторинга входит:

- количество потребленной биомассы (пеллет);
- низшая теплотворная способность биомассы (пеллет);
- потребление электроэнергии пеллетной котельной;
- коэффициент выбросов ископаемого топлива;
- коэффициент выбросов для электроэнергии;
- потребление электроэнергии резервным электрокотлом (электроводонагревателем);
- удельное потребление электроэнергии при производстве 1 тонны пеллет.

12.3 Типы данных и информации, которые необходимо вносить в отчет, включая единицы измерения

Контролируемые типы данных и информация, фиксируемая в процессе мониторинга выполнения проекта, представлена в таблицах 12.1 – 12.7.

Таблица 12.1 - Данные и параметры мониторинга количества потребленной биомассы (пеллет)

Данные/параметр	$B_{biomass,PJ,y}$
Единица измерения	т ($м^3$)
Наименование	Количество топливных гранул (пеллет), использованных теплогенерирующим оборудованием на объекте для получения тепла за год *y*
Метод сбора данных	Инструментальный
Источник данных	Журнал учета, акты списания
Точка мониторинга	А
Методика измерений (если есть)	Используются весовые или объемные измерители. Информация после взвешивания биг-бэг мешков с топливными гранулами (пеллетами) заносится в журнал учета с последующим отражением в актах списания
Частота мониторинга	Непрерывное измерение в течение отопительного периода и, как минимум, ежемесячная запись, агрегируется не реже одного раза в год
Процедуры обеспечения и контроля качества	Количество приобретенного твердого биотоплива должно быть сверено с количеством неиспользованного (запаса) после завершения отопительного периода для определения чистого потребления биотоплива котельной. Количество произведенного тепла должно быть сверено с количеством твердого биотоплива и любыми документами на покупку топлива (при наличии).
Способ хранения	Бумажный/электронный

Таблица 12.2 – Данные и параметры мониторинга низшей теплотворной способности биомассы (пеллет)

Данные/параметр	$NCV_{biomass}$
Единица измерения	ТДж/$м^3$(т)
Наименование	Низшая теплотворная способность биомассы
Метод сбора данных	Инструментальный
Источник данных	Сертификаты лабораторных испытаний
Точка мониторинга	А
Методика измерений (если есть)	Измерение в лабораториях согласно соответствующим национальным/международным стандартам, отбирая не менее трех проб для каждого измерения
Частота мониторинга	Ежеквартально (в течение отопительного периода)
Процедуры обеспечения и контроля качества	Если результаты измерений существенно отличаются от других измерений или соответствующих источников данных (литературных или значений по умолчанию МГЭИК), проводятся дополнительные измерения. В качестве альтернативного варианта допускается использование протоколов испытаний, предоставленных поставщиком и прилагаемых к каждой партии топлива.
Способ хранения	Бумажный/электронный

Таблица 12.3 – Данные и параметры мониторинга коэффициента выбросов CO_2 для ископаемого топлива

Данные/параметр	$EF_{FF,CO2,y}$
Единица измерения	т CO_2/ТДж
Наименование	Коэффициент выбросов CO_2 для ископаемого топлива (электроэнергии из сети) за год *y*
Метод сбора данных	Национальные значения
Источник данных	Актуальный источник данных на момент реализации климатического проекта
Точка мониторинга	-
Методика измерений (если есть)	-
Частота мониторинга	Ежегодно
Процедуры обеспечения и контроля качества	Актуализация данных и контроль осуществляется ежегодно ответственным лицом при подведении итогов за год *y*. При отсутствии официально опубликованной информации о региональном коэффициенте выбросов CO_2 используются коэффициенты, предлагаемые инструментом TOOL05 [19] с учетом информации из ежегодных отчетов АО «СО ЕЭС» [20] о доли выработки электроэнергии в ОЭС Центра, с переводом в т CO_2/ТДж.
Способ хранения	Бумажный/электронный

Таблица 12.4 – Данные и параметры мониторинга потребления электроэнергии пеллетной котельной

Данные/параметр	$EC_{PJ,j,y}$
Единица измерения	МВт·ч
Наименование	Количество электроэнергии, потребленной от внешнего источника энергоснабжения для работы теплогенерирующего твердотопливного (пеллетного) оборудования за год *y*
Метод сбора данных	Инструментальный
Источник данных	Измерения на месте, установлен счетчик электроэнергии
Точка мониторинга	Б
Методика измерений (если есть)	Система учета установлена и обслуживается в соответствии с требованиями соответствующих эталонных стандартов технологии учета
Частота мониторинга	Непрерывное измерение в течение отопительного периода и, как минимум, ежемесячная запись, агрегируется не реже одного раза в год
Процедуры обеспечения и контроля качества	Калибровка измерительных приборов проводится с соответствующей периодичностью для обеспечения поддержания характеристик в пределах расчетной точности. Оперативный учет ведется на основании результатов показаний средств измерений и вносится в журнал ежемесячно.
Способ хранения	Бумажный/электронный

Таблица 12.5 – Данные и параметры мониторинга потребления электроэнергии резервным электрокотлом (электроводонагревателем)

Данные/параметр	$EC_{авария,y}$
Единица измерения	МВт*ч
Наименование	Количество электроэнергии, потребленной от внешнего источника энергоснабжения для обеспечения функционирования резервного электрокотла (электроводонагревателя) в период останова основного теплогенерирующего оборудования (пеллетного котла) и до момента его полного возвращения в эксплуатационный режим за год *y*
Метод сбора данных	Инструментальный
Источник данных	Измерения на месте, установлен счетчик электроэнергии
Точка мониторинга	В
Методика измерений (если есть)	Система учета установлена и обслуживается в соответствии с требованиями соответствующих эталонных стандартов технологии учета
Частота мониторинга	Непрерывное измерение в течение отопительного периода и как минимум ежемесячная запись, агрегируется не реже одного раза в год
Процедуры обеспечения и контроля качества	Активация резервного электрокотла (электроводонагревателя) осуществляется уполномоченным персоналом на основании визуального осмотра или автоматизированного сигнализационного оповещения с последующей обязательной регистрацией в эксплуатационной документации установленного образца. Каждый случай активации резервного режима (выхода их строя твердотопливного (пеллетного) агрегата) подлежит обязательной регистрации в журнале «Ремонт и ТО теплового оборудования» с указанием: - даты и времени останова оборудования; - причины перехода на резервный источник; - ФИО ответственного сотрудника; -даты и времени возобновления работы после устранения неисправности. Со счетчика электроэнергии за указанный период времени снимаются показания. Калибровка измерительного прибора проводится с соответствующей периодичностью для обеспечения поддержания характеристик в пределах расчетной точности.
Способ хранения	Бумажный/электронный

Таблица 12.6 – Данные и параметры мониторинга коэффициента выбросов для электроэнергии

Данные/параметр	$EF_{EF,j,y}$, $EF_{EF,авария,y}$, $EF_{BRP,EF,j,y}$
Единица измерения	т CO_2/МВт·ч
Наименование	Коэффициент выбросов CO_2 для электроэнергии за год *y*
Метод сбора данных	Национальные значения
Источник данных	Актуальный источник данных на момент реализации климатического проекта
Точка мониторинга	-
Методика измерений (если есть)	-
Частота мониторинга	Ежегодно
Процедуры обеспечения и контроля качества	Актуализация данных и контроль осуществляется ежегодно ответственным лицом при подведении итогов за год *y*. При отсутствии официально опубликованной информации о региональном коэффициенте выбросов CO_2 используются коэффициенты, предлагаемые инструментом TOOL05 [19] с учетом информации из ежегодных отчетов АО «СО ЕЭС» [20] о доли выработки электроэнергии в ОЭС Центра.
Способ хранения	Бумажный/электронный

Таблица 12.7 – Данные и параметры мониторинга удельного потребления электроэнергии оборудованием при производстве 1 тонны пеллет

Данные/параметр	$EF_{удел.,y}$
Единица измерения	МВт·ч/тонну пеллет
Наименование	Удельное потребление электроэнергии оборудованием при производстве 1 тонны пеллет за год *y*
Метод сбора данных	Информация от поставщика пеллет
Источник данных	Информационное письмо поставщика древесных гранул (пеллет)
Точка мониторинга	-
Методика измерений (если есть)	-
Частота мониторинга	1 раз в год
Процедуры обеспечения и контроля качества	В рамках соглашения к договору [12] ООО «Фреш Групп» 1 раз в год по требованию ООО «Татнефть-АЗС-Запад» предоставляет сведения об удельном энергопотреблении оборудования при производстве 1 тонны пеллет. В случае необходимости закупки биотоплива у третьих лиц в период кредитования, условие о предоставлении аналогичной информации будет включено в договор с новым контрагентом. В качестве альтернативы, для фиксации этих обязательств может быть заключено отдельное соглашение.
Способ хранения	Бумажный/электронный

12.4 Данные и параметры, зафиксированные предварительно

Таблица 12.8 – Эффективность работы установки, функционирующей на ископаемом топливе, которая применялась бы в отсутствии проектной деятельности

Данные/параметр	η_{BL}
Единица измерения	%
Наименование	Эффективность работы установки, функционирующей на ископаемом топливе (электрического котла), которая применялась бы в отсутствии проектной деятельности
Метод сбора данных	Не применимо
Источник данных	П. 42 (c) методологии CDM AMS-I.C. [8] эффективность по умолчанию составляет 100 %.
Точка мониторинга	Не применимо
Методика измерений (если есть)	Не применимо
Частота мониторинга	Не применимо
Процедуры обеспечения и контроля качества	Не применимо
Способ хранения	Электронный

Таблица 12.9 – Эффективность проектного оборудования

Данные/параметр	η_{PJ}
Единица измерения	%
Наименование	Эффективность проектного оборудования
Метод сбора данных	Не применимо
Источник данных	Таблица 1 инструмента TOOL09 [18] эффективность по умолчанию составляет 85 %.
Точка мониторинга	Не применимо
Методика измерений (если есть)	Не применимо
Частота мониторинга	Не применимо
Процедуры обеспечения и контроля качества	Не применимо
Способ хранения	Электронный

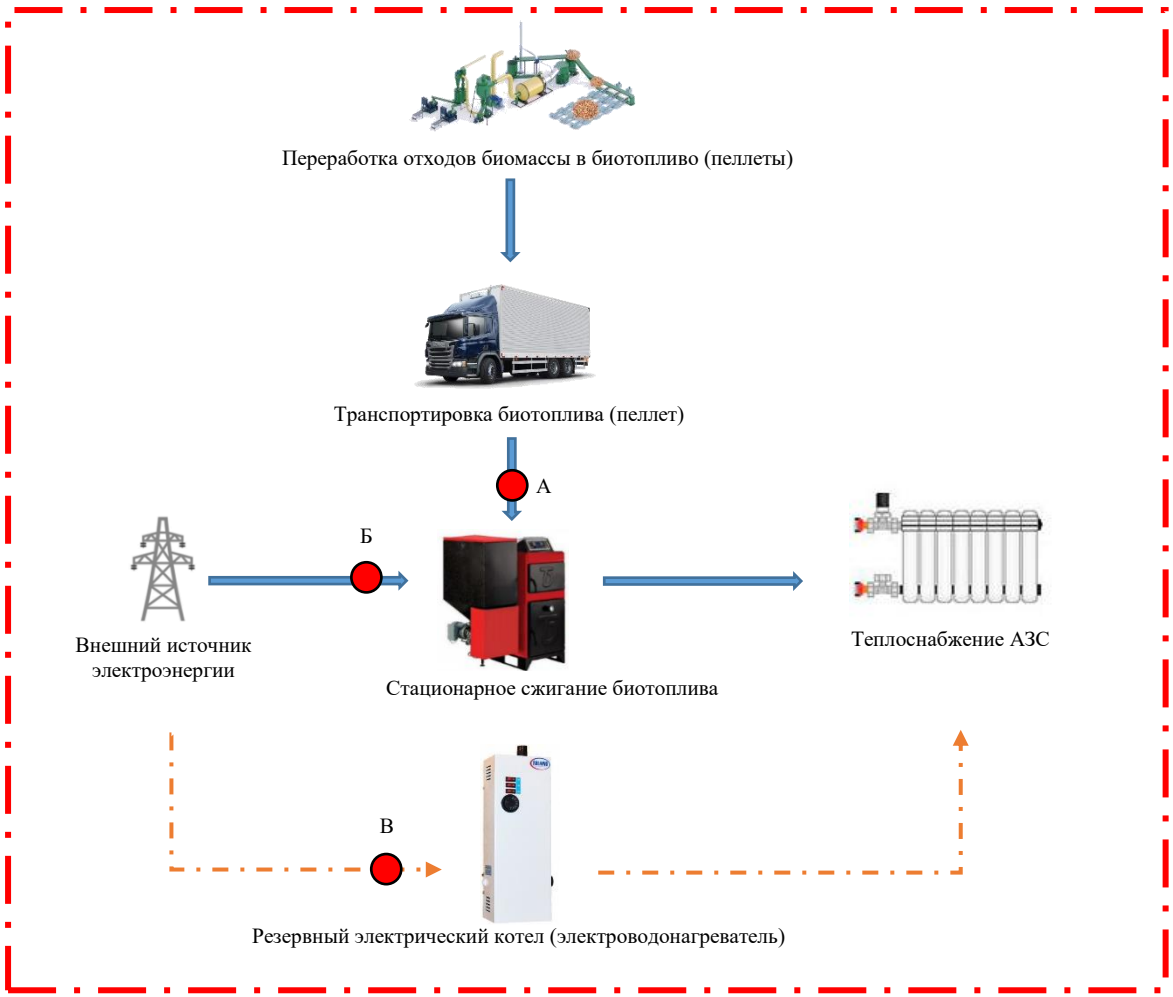
Таблица 12.10 – Коэффициент выбросов от транспортировки остатков биомассы (пеллет)

Данные/параметр	$EF_{CO2,y}$
Единица измерения	т CO_2/тонну биомассы
Наименование	Коэффициент выбросов от транспортировки остатков биомассы (пеллет)
Метод сбора данных	Не применимо
Источник данных	П. 31 (a) инструмента TOOL16 [26] значение по умолчанию составляет 0,0142 т CO_2/тонну биомассы.
Точка мониторинга	Не применимо
Методика измерений (если есть)	Не применимо
Частота мониторинга	Не применимо
Процедуры обеспечения и контроля качества	Не применимо
Способ хранения	Электронный

Таблица 12.11 – Средние технические потери при передаче и распределении электроэнергии

Данные/параметр	$TDL_{j,y}$, $TDL_{авария,y}$, $TDL_{BRP,j,y}$
Единица измерения	%
Наименование	Средние технические потери при передаче и распределении электроэнергии
Метод сбора данных	Не применимо
Источник данных	П. 3 (b) таблицы 3 инструмента TOOL05 [19] значение по умолчанию составляет 3 %.
Точка мониторинга	Не применимо
Методика измерений (если есть)	Не применимо
Частота мониторинга	Не применимо
Процедуры обеспечения и контроля качества	Не применимо
Способ хранения	Электронный

Схема мониторинга представлена на рисунке 12.1.



Условные обозначения:

- граница проекта.
- теплоснабжение при нормальных условиях.
- теплоснабжение при аварии.
- точки мониторинга.

Рисунок 12.1 – Схема мониторинга

12.5 Роли и обязанности участников, связанные с мониторингом, включая процедуры авторизации, утверждения и документирования изменений в зарегистрированных данных

План мониторинга, который будет реализован ООО «Татнефть-АЗС-Запад», описывает организацию мониторинга, параметры, подлежащие мониторингу, практику мониторинга, обеспечение качества, процедуры контроля качества, хранение и архивирование данных.

Управляющий и/или мастер АЗС отвечает за сбор измеряемых данных в плане мониторинга.

Полномочия и ответственность за регистрацию, мониторинг, отчетность и проверку данных возлагаются на отдел ПиПБОТОСиЭ.

Специалисты ПТО выполняют обязанности по проверке приборов.

Специалисты ПТО совместно со специалистами отдела ПиПБОТОСиЭ осуществляют учет, обработку данных, заполнение журналов, составление отчетов мониторинга.

Ответственным за координацию, консолидацию и сбор результатов мониторинга, а также по обеспечению выполнения плана мониторинга в соответствии с утвержденным климатическим проектом, будет назначен главный инженер.

При проведении мониторинга должностные лица анализируют получаемую информацию, отвечают за её соответствие установленным методикам и требованиям, полноту и качество ввода и использования информации для расчетов.

На рисунке 12.2 представлена структура менеджмента климатического проекта.

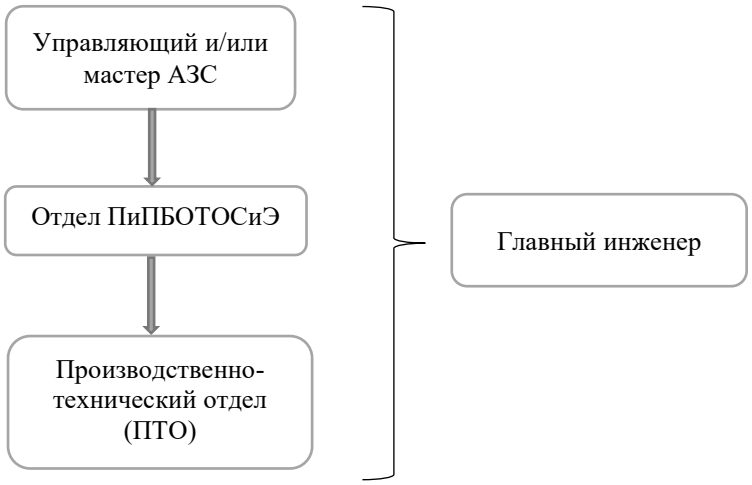


Рисунок 12.2 – Структура менеджмента климатического проекта

12.6 Системы управления информации о ПГ, включая размещение и сохранность данных, процедуру передачи данных между различными видами систем или документации

Измерение потребляемой теплогенерирующим оборудованием электроэнергии на объекте осуществляется непрерывно в течение отопительного периода с помощью счетчика электроэнергии, установленного в котельной.

Активация резервного электрокотла (электроводонагревателя) осуществляется уполномоченным персоналом на основании визуального осмотра или автоматизированного сигнализационного оповещения с последующей обязательной регистрацией в эксплуатационной документации установленного образца. Каждый случай активации резервного режима (выхода их строя твердотопливного (пеллетного) агрегата) подлежит обязательной регистрации в журнале «Ремонт и ТО теплового оборудования» управляющим и/или мастером АЗС с указанием:

- даты и времени останова оборудования;
- причины перехода на резервный источник;

- ФИО ответственного сотрудника;

- даты и времени возобновления работы после устранения неисправности.

Со счетчика электроэнергии за указанный период времени снимаются показания.

Ежемесячные показания счетчиков снимаются управляющим и/или мастером АЗС и совместно со специалистами отдела по ПиПБОТОС и ПТО под контролем главного инженера на их основании формируются отчеты о потреблении электроэнергии из сети.

Ежегодно, по завершении отопительного периода управляющим и/или мастером АЗС путем сверки объемов приобретенного биотоплива и неиспользованного (запаса), фиксируемых в журнале учета и актах списания, определяется чистое количество пеллет, потребленных на объекте для получения тепловой энергии.

Специалисты ПТО и отдела ПиПБОТОС из актуальных источников фиксируют значения коэффициента выбросов CO_2 при потреблении электроэнергии из сети (1 раз в год). Параллельно, управляющим и/или мастером АЗС путем прямого взаимодействия с поставщиками, запрашивается и фиксируется удельное потребление электроэнергии при производстве 1 тонны пеллет. Дополнительным элементом контроля является исследование сопроводительной документации – протоколов испытаний для каждой поступающей партии топлива (пеллет). В случае отсутствия документации от поставщика, управляющий и/или мастер АЗС под контролем главного инженера инициирует и сопровождает процедуру независимых лабораторных испытаний для точного определения низшей теплотворной способности топлива.

Итоговые отчеты консолидируются, используются и хранятся у отдела ПиПБОТОСиЭ для подготовки отчета о реализации климатического проекта.

Срок хранения данных мониторинга составляет 2 года после окончания зачётного периода.

12.7 План мониторинга

План мониторинга представлен в таблице 12.12.

Таблица 12.12 - План мониторинга

№ п/п	Показатель	Источник данных	Ед. изм.	Действия с показателем мониторинга	Частота проведения мониторинга	Способ хранения
1	Количество топливных гранул (пеллет), использованных теплогенерирующим оборудованием на объекте для получения тепла за год *y*	Журнал учета, акты списания (точка А)	т ($м^3$)	Измерение	Непрерывное измерение в течение отопительного периода и, как минимум, ежемесячная запись, агрегируется не реже 1 раза в год	Бумажный/ электронный
2	Низшая теплотворная способность биомассы	Сертификаты лабораторных испытаний (точка А)	ТДж/$м^3$(т)	Измерение, оценка	Ежеквартально (в течение отопительного периода)	Бумажный/ электронный
3	Коэффициент выбросов CO_2 для ископаемого топлива (электроэнергии из сети) за год *y*	Информационные источники	тCO_2/ТДж	Оценка, расчет	1 раз в год	Бумажный/ электронный
4	Количество электроэнергии, потребленной от внешнего источника энергоснабжения для работы теплогенерирующего твердотопливного (пеллетного) оборудования за год *y*	Счетчик электроэнергии (точка Б)	МВт·ч	Измерение	Непрерывное измерение в течение отопительного периода и, как минимум, ежемесячная запись, агрегируется не реже 1 раза в год	Бумажный/ электронный
5	Количество электроэнергии, потребленной от внешнего источника энергоснабжения для обеспечения функционирования резервного электрокотла (электроводонагревателя) в период останова основного теплогенерирующего оборудования (пеллетного котла) и до момента его полного возвращения в эксплуатационный режим за год *y*	Счетчик электроэнергии (точка В)	МВт·ч	Измерение	Непрерывное измерение в течение отопительного периода и как минимум ежемесячная запись, агрегируется не реже 1 раза в год	Бумажный/ электронный

№ п/п	Показатель	Источник данных	Ед. изм.	Действия с показателем мониторинга	Частота проведения мониторинга	Способ хранения
6	Коэффициент выбросов CO_2 для электроэнергии за год *y*	Информационные источники	тCO_2/МВт·ч	Оценка	1 раз в год	Бумажный/ электронный
7	Удельное потребление электроэнергии оборудованием при производстве 1 тонны пеллет за год *y*	Информационное письмо поставщика пеллет	МВт·ч/тонну пеллет	Оценка	1 раз в год	Бумажный/ электронный
8	Определение выбросов ПГ	По результатам мониторинга	тCO_2-экв.	Оценка, расчет	1 раз в год	Электронный

Процедуры сбора данных, в соответствии с планом мониторинга, просты и прозрачны. При необходимости, план мониторинга может быть обновлен и скорректирован в соответствии с эксплуатационными требованиями. Данные изменения будут подтверждаться при верификации независимым органом, согласно действующему порядку.

12.8 Процедуры контроля, включающие внутреннюю проверку входных данных, преобразования и выходных данных, а также процедуры для корректирующих действий

Ежемесячные показания счетчиков снимаются управляющим и/или мастером АЗС и совместно со специалистами отдела ПиПБОТОС и ПТО под контролем главного инженера на их основании формируются отчеты о потреблении электроэнергии из сети.

Проектная деятельность не приведет к каким-либо неустановленным видам деятельности, которые могут привести к значительным выбросам от проекта.

Отсутствует необходимость в подготовке к чрезвычайным ситуациям при мониторинге данных.

Для обеспечения надлежащего функционирования проектной деятельности и надлежащего мониторинга сокращений выбросов будет проведено обучение персонала. Персонал будет обучен работе с оборудованием, регистрации данных, составлению отчетов, эксплуатации и техническому обслуживанию.

Счетчики энергии обслуживаются и калибруются в соответствии с законодательством РФ в области метрологического обеспечения.

12.9 Организационная структура, компетенции и обязанности лиц, осуществляющих мониторинг

Матрица ответственности в процессе мониторинга представлена в таблице 12.13.

Таблица 12.13 - Матрица ответственности в процессе мониторинга

Задача мониторинга	ООО «Татнефть-АЗС-Запад»				
	ПиПБОТОСиЭ	ПТО	Управляющий и/или мастер АЗС	Главный инженер	Директор
Сбор измеряемых данных	О	-	О	К	-
Отбор проб	О	У	О	К	-
Поверка, техническое обслуживание, калибровка	И	О	-	-	-
Подготовка ежемесячных, ежеквартальных, ежегодных отчетов и выгрузок	О	У	-	К	-
Архивирование данных и отчетов	О	-	-	-	-
Расчет сокращения выбросов	О	-	-	К	-
Составление Отчёта о реализации климатического проекта	О	У	-	К	Утв

Условные сокращения, принятые в таблице:
О – ответственность за выполнение;
У – участие;
И – информирование;
К – контроль;
Утв – утверждение.

12.10 Управление качеством данных мониторинга

Для повышения качества данных, полученных в результате осуществления мониторинга, выполняется:

- поддержание в рабочем состоянии полной информационной системы по ПГ;
- проведение регулярных проверок точности на предмет технических ошибок;
- проведения периодических внутренних аудитов и технического анализа;
- организация и проведение соответствующей подготовки персонала, участвующего в проведении мониторинга;
- систематическая оценка неопределенности расчетов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Протокол заочного совещания по вопросу утверждения инвестиционной программы ООО «ТН-АЗС-Запад» на 2023 г. от 10.08.2023 г. № 1901/СлП.

2. Акт рабочей комиссии о приемке оборудования после индивидуального испытания от 16.10.2025 № 2.

3. Письмо б/н ООО «Фреш Групп» о процессе производства древесных гранул (пеллет) и об удельном энергопотреблении.

4. Инструкция по установке и использованию твердотопливного котла с автоматической загрузкой топлива серии EKY/S № 060044200052; Паспорт электроводонагревателя ЭВПМ-15 – ЭВПМ-24 с ступенчатым переключением мощности № 3468-002-91346177-2011.

5. Приказ Минэкономразвития России от 11.05.2022 № 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.

6. Федеральный закон «Об ограничении выбросов парниковых газов» от 02.07.2021 № 296-ФЗ.

7. Постановление Правительства Московской области от 28.12.2018 № 1023/45 «О Стратегии социально-экономического развития Московской области на период до 2030 года».

8. CDM AMS-I.C. Small-scale Methodology. Thermal energy production with or without electricity, Version 22.0 (пер. с англ.: CDM AMS-I.C. Маломасштабная методология AMS-I.C. Производство тепловой энергии с электричеством или без него, Версия 22.0). – URL: https://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/6GZLF8KSJVXAT3WPR05D71EMO9HUNB (дата обращения 25.12.2025).

9. ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021 «Газы парниковые. Часть 2. Требования и руководство по количественному определению, мониторингу и составлению отчетной документации на проекты сокращения выбросов парниковых газов или увеличения их поглощения на уровне проекта».

10. Applicability of AMS-I.C to project activity displacing technology that uses electricity instead of fossil-fuels № SSC_677 от 19.04.2013 (пер. с англ.: Применимость AMS-IC к проектной деятельности, заменяющей технологии, использующие электроэнергию вместо ископаемого топлива).

11. General guidelines for SSC CDM methodologies, Version 23.1 (пер. с англ.: Общие руководящие принципы для маломасштабных методологий МЧР, Версия 23.1). – URL: https://cdm.unfccc.int/sunsetcms/storage/contents/stored-file-20210211212225226/MethSSC_Guid25ver23.1.pdf (дата обращения 25.12.2025).

12. Договор поставки № 20400/2024/2740 от 01.09.2024 г. с ООО «Фреш Групп» и Соглашение № 1 от 04.07.2025 г.

13. Проектная документация на строительство автозаправочной станции жидкомоторного топлива с комплексом технических сооружений и

благоустройством в составе многофункциональной зоны дорожного сервиса (МФЗ) на км 26, лево, М-12 (Раздел 8 «Мероприятия по охране окружающей среды»).

14. Выписка из Единого государственного реестра недвижимости об основных характеристиках и зарегистрированных правах на объект недвижимости (здание с кадастровым номером 50:16:0501026:441) от 21.12.2024 г.

15. Договор энергоснабжения с АО «Мосэнергосбыт» от 25.01.2019 № 50130002004267 (20400/2025/4607) и дополнительное соглашение к нему от 01.08.2025 г.

16. Приказ МЧС России от 05.05.2014 № 221 «Об утверждении свода правил «Станции автомобильные заправочные. Требования пожарной безопасности».

17. TOOL10 Methodological tool. Tool to determine the remaining lifetime of equipment, Version 01 (пер. с англ.: Методологический инструмент. Инструмент для определения остаточного ресурса оборудования. Версия 01). – URL: https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-10-v1.pdf (дата обращения 25.12.2025).

18. TOOL09 Methodological tool. Determining the baseline efficiency of thermal or electric energy generation systems, Version 03.0 (пер. с англ.: Методологический инструмент. Определение базовой эффективности систем генерации тепловой или электрической энергии, Версия 03.0). – URL: https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-09-v3.0.pdf (дата обращения 12.01.2026).

19. TOOL05 Methodological tool. Baseline, project and/or leakage emissions from electricity consumption and monitoring of electricity generation, Version 03.0 (пер. с англ.: Методологический инструмент. Базовые, проектные выбросы и/или утечки от потребления электроэнергии и мониторинг производства электроэнергии, Версия 03.0). – URL: https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-05-v3.0.pdf (дата обращения 12.01.2026).

20. Отчеты АО «Системный оператор Единой энергетической системы» о функционировании ЕЭС за 2020-2024 гг. URL: https://www.so-ups.ru/functioning/tech-disc/tech-disc-ups/ (дата обращения 12.01.2026).

21. Справка ООО «Татнефть-АЗС-Запад» о среднем расходе пеллетных гранул за отопительные периоды 2022-2023 гг., 2023-2024 гг., 2024-2025 гг.

22. Техническое описание товара. Протокол лабораторных испытаний № ЛС-010-0015 от 04.05.2023 г.

23. Проектная документация на строительство автозаправочной станции жидкомоторного топлива с комплексом технических сооружений и благоустройством в составе многофункциональной зоны дорожного сервиса (МФЗ) на км 26, лево, М-12 (подразделы «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети», «Система электроснабжения», «Пояснительная записка»).

24. Приказы ООО «Татнефть-АЗС-Запад» о начале отопительных сезонов 2022-2023 гг., 2023-2024 гг., 2024-2025 гг.

25. Приказы ООО «Татнефть-АЗС-Запад» об окончании отопительного сезонов 2022-2023 гг., 2023-2024 гг., 2024-2025 гг.

26. TOOL16 Methodological tool. Project and leakage emissions from biomass, Version 05.0 (пер. с англ.: Методологический инструмент. Проектные выбросы и утечки из биомассы, Версия 05.0). – URL: https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-16-v5.0.pdf (дата обращения 12.01.2026).

27. Сайт Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Нижегородской области. Раздел «Действующие документы» - Реестр котельных, расположенных на территории муниципальных образований Нижегородской области – URL: https://mingkh.nobl.ru/documents/active/104443 (дата обращения 12.01.2026).

28. Информационно-аналитический журнал «ЛесПромИнформ», Выпуски №5 (135), № 3(69).

29. Письмо б/н ООО «Фреш Групп» об утилизации отходов лесопиления.

30. Распоряжение Правительства РФ «Об утверждении перечня парниковых газов, в отношении которых осуществляется государственный учет выбросов парниковых газов и ведение кадастра парниковых газов» от 22.10.2021 №2979-р.

31. Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов, МГЭИК 2006 (Том 1, Глава 3 Неопределенности).

32. GHG Protocol 2003: Short Guidance for Calculating Measurement and Estimation Uncertainty for GHG Emissions (пер. с англ.: Протокол по выбросам парниковых газов 2003 г.: Краткое руководство по расчету погрешностей измерений и оценок выбросов парниковых газов).

33. ГОСТ 34100.1-2017/ISO/IEC Guide 98-3:2009 «Неопределенность измерения. Введение в руководства по выражению неопределенности измерения».

34. НДК. (2025). Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов парниковых газов из источников и их абсорбции поглотителями за 1990-2023 гг. В 2-х томах. М. – URL: http://downloads.igce.ru/kadastr/ (дата обращения 12.01.2026).

35. Приказ ООО «Татнефть-АЗС-Запад» от 21.11.2024 № 2666/24/ОД «О введении норм расхода пеллетных гранул».

ПРИЛОЖЕНИЕ А

РАСЧЕТ РАСХОДА ПЕЛЛЕТ

Таблица А.1 – Средний расход пеллет за отопительные периоды 2022-2023 гг., 2023-2024 гг., 2024-2025 гг. [21]

Период расхода пеллетных гранул	Расход пеллетных гранул в разрезе модели котла (кг/мес)
	Termodinamik EKY/S 40
Январь Февраль Декабрь	2260
Ноябрь Март	2187
Октябрь Апрель	2042
Год	15238

Таблица А.2 – Расход пеллет ($B_{biomass,PJ,y}$)

Объект	Ед. изм.	Год	январь	февраль-декабрь
АЗС № 684	кг	15238	2260	12978
Итого:	тонна	15,238	2,260	12,978

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

РАСЧЕТ ПРОГНОЗИРУЕМЫХ ВЫБРОСОВ ПГ ПО БАЗОВОЙ ЛИНИИ

Таблица Б.1 – Расчет прогнозируемых выбросов ПГ по базовой линии

Год реализации проекта	η_{BL}*, %	η_{PJ}**, %	$EF_{FF,CO2,y}$***, т CO_2/ТДж	$B_{biomass,PJ,y}$, тонн****	$NCV_{biomass}$*****, ТДж/тонну биомассы	BE_y, т CO_2
01.02.2026-31.12.2026	100	85	111,111	12,978	0,017	21
2027	100	85	111,111	15,238	0,017	24
2028	100	85	111,111	15,238	0,017	24
2029	100	85	111,111	15,238	0,017	24
2030	100	85	111,111	15,238	0,017	24
2031	100	85	111,111	15,238	0,017	24
2032	100	85	111,111	15,238	0,017	24
2033	100	85	111,111	15,238	0,017	24
2034	100	85	111,111	15,238	0,017	24
2035	100	85	111,111	15,238	0,017	24
01.01.2036-31.01.2036	100	85	111,111	2,260	0,017	4
Итого за 10 лет:						**241**

Примечание:

* Значение принято в соответствии с п. 42 (c) [8].

** Значение принято в соответствии со справочными данными табл. 1 TOOL09 [18].

***Значение принято в соответствии с п. 20 (b) (ii) TOOL05 [19] и пересчитано в т CO_2/ТДж (1 МВт*ч = 0,0036 ТДж).

**** Значения, принятые к расчету, представлены в таблице А.2 Приложения А [21].

***** Значение принято согласно техническому описанию товара производителя [22].

ПРИЛОЖЕНИЕ В

1. РАСЧЕТ КОЛИЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, НЕОБХОДИМОЙ ДЛЯ РАБОТЫ ПЕЛЛЕТНОЙ КОТЕЛЬНОЙ

Таблица В.1 – Количество дней в отопительный период [24], [25]

Период / Месяц	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год
2022-2023 (начало отопительного периода – 10.10.2022; конец отопительного периода – 20.04.2023), количество дней	31	28	31	20	0	0	0	0	0	22	30	31	193
2023-2024 (начало отопительного периода – 04.10.2023; конец отопительного периода – 22.04.2024), количество дней	31	29	31	22	0	0	0	0	0	28	30	31	202
2024-2025 (начало отопительного периода – 14.10.2024; конец отопительного периода – 18.04.2025), количество дней	31	28	31	18	0	0	0	0	0	18	30	31	187
Усредненное значение количества отопительных дней (Z)	31	28	31	20	0	0	0	0	0	23	30	31	194

Таблица В.2 – Расчет количества электроэнергии, потребляемой оборудованием пеллетной котельной за отопительный период (при работе 24 ч/сут)

$$EC_{PJ,j,y} = ЭН * Z * 24 \text{ ч/сут} * 0{,}001 \quad \text{(В.1)}$$

где:
ЭН – электрическая нагрузка котельной (кВт*ч), равна сумме потребления электроэнергии каждым из электропотребителей [23].
Z – усредненное количество отопительных дней в году (сут) (таблица В.1).

Объект	Основные электропотребители котельной согласно электротехнической части проектной документации с указанием потребляемой мощности, кВт*ч						*ЭН*, кВт*ч	*Z*, сут.			$EC_{PJ,y}$, МВт*ч		
АЗС № 684	Котел	Циркуляционный насос	Электропривод регулирующего клапана	Щит сигнализации котельной	Сигнализатор оксида углерода	GSM модем		год	январь	февраль-декабрь	год	январь	февраль-декабрь
	0,133	0,1	0,003	0,005	0,005	0,005	0,251	194	31	163	1,169	0,187	0,982

Таблица В.3 – Расчет прогнозируемых проектных выбросов ПГ от потребления электроэнергии пеллетной котельной ($PE_{пеллет.кот,y}$)

Год реализации проекта	$EC_{PJ,j,y}$*, МВт*ч	$EF_{EF,j,y}$**, т CO_2/МВт*ч	$TDL_{j,y}$***, %	$PE_{пеллет.кот,y}$, т CO_2	
				Без округления	С округлением до целых
01.02.2026-31.12.2026	0,982	0,4	3	0,40	0
2027	1,169	0,4	3	0,48	0
2028	1,169	0,4	3	0,48	0
2029	1,169	0,4	3	0,48	0
2030	1,169	0,4	3	0,48	0
2031	1,169	0,4	3	0,48	0
2032	1,169	0,4	3	0,48	0
2033	1,169	0,4	3	0,48	0
2034	1,169	0,4	3	0,48	0
2035	1,169	0,4	3	0,48	0
01.01.2036-31.01.2036	0,187	0,4	3	0,08	0
Итого за 10 лет:				**4,80**	**0**

Примечание:
*Расчет $EC_{PJ,j,y}$ представлен в таблице В.2.
**Значение принято в соответствии с п. 20 (b) (ii) TOOL05 [19].
***Значение принято в соответствии с п. 3 (b) таблицы 3 TOOL05 [19].

2. РАСЧЕТ ПРОЕКТНЫХ ВЫБРОСОВ, ВОЗНИКАЮЩИХ В РЕЗУЛЬТАТЕ ТРАНСПОРТИРОВКИ ОСТАТКОВ (ОТХОДОВ) БИОМАССЫ

Таблица В.4 – Расчет проектных выбросов ПГ, возникающих в результате транспортировки остатков (отходов) биомассы ($PE_{BRT,y}$)

Год реализации проекта	$B_{biomass,PJ,y}$*, т	$EF_{CO2,y}$**, т CO_2/т	$PE_{BRT,y}$, т CO_2	
			Без округления	С округлением до целых
01.02.2026-31.12.2026	12,978	0,0142	0,18	0
2027	15,238	0,0142	0,22	0
2028	15,238	0,0142	0,22	0
2029	15,238	0,0142	0,22	0
2030	15,238	0,0142	0,22	0
2031	15,238	0,0142	0,22	0
2032	15,238	0,0142	0,22	0
2033	15,238	0,0142	0,22	0
2034	15,238	0,0142	0,22	0
2035	15,238	0,0142	0,22	0
01.01.2036-31.01.2036	2,260	0,0142	0,03	0
Итого за 10 лет:			**2,19**	**0**

Примечание:

*Расчет $B_{biomass,PJ,y}$ представлен в таблице А.2 Приложения А.

**Значение принято в соответствии с п. 31 (а) TOOL16 [26].

3. РАСЧЕТ ПРОЕКТНЫХ ВЫБРОСОВ, ВОЗНИКАЮЩИХ В РЕЗУЛЬТАТЕ ПЕРЕРАБОТКИ ОСТАТКОВ (ОТХОДОВ) БИОМАССЫ

Таблица В.5 – Расчет количества электроэнергии, потребляемой при производстве пеллет ($EC_{BRP,j,y}$)

$$EC_{BRP,j,y} = B_{biomass,PJ,y} * EF_{удел.,y} \quad (B.2)$$

Расход пеллет, $B_{biomass,PJ,y}$*, тонн			Удельный показатель потребления электроэнергии при производстве 1 тонны пеллет, $EF_{удел}$**, МВт*ч/тонну пеллет	Потребление электроэнергии для производства пеллет, $EC_{BRP,j,y}$, МВт*ч		
Год	январь	февраль-декабрь		Год	январь	февраль-декабрь
15,238	2,260	12,978	0,210	3,19	0,47	2,72

Примечание:

*Расчет $B_{biomass,PJ,y}$ представлен в таблице А.2 Приложения А.

**Значение принято в соответствии с данными производителя пеллет [3].

Таблица В.6 – Расчет выбросов ПГ, возникающих в результате переработки остатков (отходов) биомассы ($PE_{BRP} = PE_{BRP,electricity,}$)

Год реализации проекта	$EC_{BRP,j,y}$*, МВт·ч	$EF_{BRP,EF,j,y}$**, т CO_2/МВт·ч	$TDL_{BRP,j,y}$***, %	$PE_{BRP} = PE_{BRP,electricity,}$, т CO_2
01.02.2026-31.12.2026	0,470	0,4	3	1
2027	3,190	0,4	3	1
2028	3,190	0,4	3	1
2029	3,190	0,4	3	1
2030	3,190	0,4	3	1
2031	3,190	0,4	3	1
2032	3,190	0,4	3	1
2033	3,190	0,4	3	1
2034	3,190	0,4	3	1
2035	3,190	0,4	3	1
01.01.2036-31.01.2036	2,720	0,4	3	0****
Итого за 10 лет:				**10**

Примечание:

*Расчет $EC_{BRP,j,y}$ представлен в таблице В.5.

**Значение принято в соответствии с п. 20 (b) (ii) TOOL05 [19].

***Значение принято в соответствии с п. 3 (b) таблицы 3 TOOL05 [19].

****Значение составило 0,19 и округлено до целого.

Таблица В.7 – Расчет выбросов ПГ, связанных с биомассой и остатками (отходами) биомассы ($PE_{Biomass,y}$)

Год реализации проекта	$PE_{BRT,y}$*, т CO_2	$PE_{BRP,y} = PE_{BRP,electricity,y}$**, т CO_2	$PE_{Biomass,y}$, т CO_2
01.02.2026-31.12.2026	0	1	1
2027	0	1	1
2028	0	1	1
2029	0	1	1
2030	0	1	1
2031	0	1	1
2032	0	1	1
2033	0	1	1
2034	0	1	1
2035	0	1	1
01.01.2036-31.01.2036	0	0	0
Итого за 10 лет:	**0**	**10**	**10**

Примечание:

*Расчет представлен в таблице В.4.

**Расчет представлен в таблице В.6.

Таблица В.8 – Расчет выбросов ПГ по проектному сценарию (PE_y)

Год реализации проекта	$PE_{EC,y}$ *, т CO_2	$PE_{Biomass,y}$ **, т CO_2	PE_y, т CO_2
01.02.2026-31.12.2026	0	1	1
2027	0	1	1
2028	0	1	1
2029	0	1	1
2030	0	1	1
2031	0	1	1
2032	0	1	1
2033	0	1	1
2034	0	1	1
2035	0	1	1
01.01.2036-31.01.2036	0	0	0
Итого за 10 лет:	**0**	**10**	**10**

Примечание:

*Расчет представлен в таблице В.3.

**Расчет представлен в таблице В.7.

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

РАСЧЕТ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ

Показатель для расчета	Метод расчета	Тип неопределенности по ГОСТ 34100.1-2017/ISO/IEC Guide 98-3:2009 [33]	Входные данные	Неопределенность,%
Базовый сценарий				
Сжигание ископаемого топлива (электроэнергия из сети)	Принимается согласно НДК [34]	B (Метод оценивания неопределенности, отличный от статистического анализа ряда наблюдений)	Экспертная оценка данных о производственной деятельности для сектора Энергетика «Другие сектора и виды сжигания топлива, не учтенные ранее» согласно НДК [34]	9 (a)
Неопределенность для базового сценария (c) рассчитывается согласно GHG Protocol 2003: Short Guidance for Calculating Measurement and Estimation Uncertainty for GHG Emissions [32] по формуле раздела 7 и представляет собой квадратный корень из суммы квадратов процентных доверительных интервалов (неопределенностей) каждого показателя, а именно: $c = \sqrt{a^2}$				9
Проектный сценарий				
Транспорт	Принимается согласно НДК [34]	B (Метод оценивания неопределенности, отличный от статистического анализа ряда наблюдений)	Экспертная оценка данных о производственной деятельности для сектора «Транспорт» (жидкие топлива) [34]	10 (a)
Коэффициент выбросов CO_2 от потребления электроэнергии	Принимается согласно НДК [34]	B (Метод оценивания неопределенности, отличный от статистического анализа ряда наблюдений)	Экспертная оценка данных о производственной деятельности для сектора Энергетика «Другие сектора и виды сжигания топлива, не учтенные ранее» согласно НДК [34]	9 (b)

Показатель для расчета	Метод расчета	Тип неопределенности по ГОСТ 34100.1-2017/ISO/IEC Guide 98-3:2009 [33]	Входные данные	Неопределенность,%
Неопределенность для проектного сценария (d) рассчитывается согласно GHG Protocol 2003: Short Guidance for Calculating Measurement and Estimation Uncertainty for GHG Emissions [32] по формуле раздела 7 и представляет собой квадратный корень из суммы квадратов процентных доверительных интервалов (неопределенностей) каждого показателя, а именно: $$d = \sqrt{a^2 + b^2}$$				13,45
Общая неопределенность (количественная оценка неопределенности) рассчитывается согласно GHG Protocol 2003: Short Guidance for Calculating Measurement and Estimation Uncertainty for GHG Emissions [32] по формуле раздела 8, где числовые неопределенности объединяются с помощью методов квадратного корня из суммы квадратов, используя абсолютные значения для корректировки относительного веса каждого параметра или оценки, а именно: $$e = \frac{\sqrt{(C \times c)^2 + (D \times d)^2}}{E}$$ где: e – общая неопределенность, %; c, d – неопределенности для базового и проектного сценариев, %; C и D – выбросы ПГ в базовом и проектном сценариях в эквиваленте, тCO_2; E – сумма выбросов ПГ в базовом и проектном сценариях в эквиваленте, тCO_2.				8,66