ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ТАТНЕФТЬ» имени В.Д. Шашина

УТВЕРЖДАЮ
Начальник управления охраны
окружающей среды и экологии
ПАО «Татнефть»
_____ А. Ф. Алчинов
«27» июля 2026 г.

КЛИМАТИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ

«Технологическое перевооружение котельной «Подлесная» с установкой конденсационного экономайзера на БМКУ-50»

Начальник отдела
охраны окружающей среды и
экологической безопасности _____ П. Н. Кубарев

Альметьевск, 2026

СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ 3

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ..... 4

2. КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ КЛИМАТИЧЕСКОГО ПРОЕКТА..... 6

3. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОТНЕСЕНИИ ПРОЕКТА К КЛИМАТИЧЕСКОМУ ПРОЕКТУ 8

4. СВЕДЕНИЯ О ПРОВЕДЕНИИ И РЕЗУЛЬТАТАХ КОНСУЛЬТАЦИЙ 19

5. ТИП КЛИМАТИЧЕСКОГО ПРОЕКТА 20

6. СВЕДЕНИЯ ОБ ОЦЕНКЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ ПРОЕКТА НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ..... 21

7. МЕСТО РЕАЛИЗАЦИИ КЛИМАТИЧЕСКОГО ПРОЕКТА..... 22

8. ИСТОЧНИКИ ВЫБРОСОВ ПГ (ГРАНИЦЫ ПРОЕКТА). ОБЪЕКТЫ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ И ИНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В ГРАНИЦАХ ПРОЕКТА, ПРАВОВЫЕ ОСНОВАНИЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УКАЗАННЫХ ОБЪЕКТОВ 23

9.ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОГНОЗИРУЕМОЙ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ ПРИ ОТСУТСТВИИ ПРОЕКТА ЗА ПЕРИОД РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА (БАЗОВАЯ ЛИНИЯ) 25

10. ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТА КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ ПЛАНИРУЕМЫХ К СОКРАЩЕНИЮ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ В РЕЗУЛЬТАТЕ РЕАЛИЗАЦИИ МЕРОПРИЯТИЙ ПРОЕКТА (ПРОЕКТНЫЙ СЦЕНАРИЙ) 38

11. ОПИСАНИЕ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ РИСКОВ НЕВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПРОЕКТА И МЕР ПО ИХ МИНИМИЗАЦИИ 44

12. ПЛАН МЕРОПРИЯТИЙ ПО СБОРУ ПЕРВИЧНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ ПОДТВЕРЖДЕНИЯ СВЕДЕНИЙ О СОКРАЩЕНИИ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ (ПЛАН МОНИТОРИНГА)..... 50

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ 62

ПРИЛОЖЕНИЯ 65

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

АО	–	акционерное общество
АРМ	–	автоматизированное рабочее место
АСУТП	–	автоматизированная система управления технологическим процессом
БМКУ	–	блочно-модульная котельная установка
ГОСТ	–	государственный стандарт
ГРПУ	–	газорегуляторный пункт с узлом учета расхода газа
ИНН	–	идентификационный номер налогоплательщика
КА	–	котлоагрегат
КП	–	климатический проект
КПД	–	коэффициент полезного действия
КЭ	–	конденсационный экономайзер
МГЭИК	–	межправительственная группа экспертов по изменению климата
НВОС	–	негативное воздействие на окружающую среду
НИОКР	–	научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы
НМУ	–	неблагоприятные метеорологические условия
НПА	–	нормативно-правовой акт
ОВОС	–	оценка воздействия на окружающую среду
ОГРН	–	основной государственный регистрационный номер
ОКВЭД	–	общероссийский классификатор видов экономической деятельности
ООО	–	общество с ограниченной ответственностью
ОООСиЭБ	–	отдел охраны окружающей среды и экологической безопасности
ОРП	–	озоноразрушающий потенциал
ПАО	–	публичное акционерное общество
ПГ	–	парниковый газ
СИ	–	средства измерения
РКИК ООН	–	Рамочная конвенция ООН об изменении климата
СКУ	–	система контроля и управления
СМР	–	строительно-монтажные работы
УОООСиЭ	–	управление охраны окружающей среды и экологии
ФЗ	–	федеральный закон
ЦОБ	–	центр обслуживания бизнеса
ЦПЭБ	–	центр промышленной и экологической безопасности
ЭПБ	–	экспертиза промышленной безопасности
CDM	–	Clean Development Mechanism (Механизм чистого развития)

1.ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

1.1 Исполнитель климатического проекта	
Наименование юридического лица	Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина (ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина)
Организационно-правовая форма	Публичное акционерное общество
Основной государственный регистрационный номер (ОГРН) и дата его присвоения	ОГРН: 1021601623702 Дата присвоения: 18.07.2002
Адрес места нахождения	423450, Республика Татарстан (Татарстан), м. р-н Альметьевский, г.п. город Альметьевск, г. Альметьевск, ул. Ленина, д. 75
Идентификационный номер налогоплательщика (ИНН)	1644003838
Основной вид деятельности в соответствии с Общероссийским классификатором видов экономической деятельности (ОКВЭД)	06.10 – Добыча нефти и нефтяного (попутного) газа
1.2 Климатический проект	
Название проекта	Технологическое перевооружение котельной «Подлесная» с установкой конденсационного экономайзера на БМКУ-50
Цель проекта	Достижение корпоративных целей ПАО «Татнефть» по декарбонизации технологических процессов компании
Задача проекта	Сокращение выбросов парниковых газов за счет снижения удельного потребления природного газа на паровых котлах в результате установки конденсационного экономайзера
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	06.03.2025 [1]
Сроки реализации климатического проекта	06.03.2025 – 31.12.2035
Дата начала проектной деятельности	22.12.2025 [2]
Начало зачетного периода	01.01.2026
Сведения о периоде, в течение которого в результате реализации климатического проекта происходит сокращение (предотвращение) выбросов парниковых газов и (или) увеличение их поглощения (зачетный период)	01.01.2026 – 31.12.2035
Планируемая дата завершения реализации климатического проекта	31.12.2035
1.4 Иные сведения	
Контактное лицо по климатическому проекту (должность, фамилия, имя, отчество (при наличии), почтовый адрес, телефон, адрес электронной почты (при наличии)	Ведущий специалист (климатолог) ОООСиЭБ УОООСиЭ ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Костылева Наталья Юрьевна, 423450, Республика Татарстан (Татарстан), м. р-н Альметьевский, г. Альметьевск, ул. Ленина, 75а, кабинет: А 309, +7 (855-3) 307963, KostilevaNYu@tatneft.ru

2. КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ КЛИМАТИЧЕСКОГО ПРОЕКТА

Блочно-модульная котельная установка БМКУ-50 предназначена для выработки насыщенного пара избыточным давлением 2.8 МПа, используемого для технологических нужд предприятий. БМКУ-50 состоит из семи блок-модулей [3]:

- № 1 и № 2 – котлы Е-25-2.9Г с приборными стойками;
- № 3 – диспетчерская (газовый блок, СКУ, АРМ);
- № 4 – вспомогательное оборудование (питательные насосы, узел учета пара, деминерализованной и питательной воды, главная паровая задвижка, теплообменник, пароструйный подогреватель, дозаторы химических реагентов);
- № 5 – электрощитовая;
- № 6 и № 7 – тягодутьевые машины (выносные экономайзеры, вентиляторы, дымососы и дымовые трубы).

Для каждого котла предусмотрен отдельный шкафной газорегуляторный пункт с узлом учета газа (ГРПУ).

Для дополнительной утилизации тепла дымовых газов на газоходах между дымососом и дымовой трубой в ходе реализации проекта предусматривается установка конденсационного экономайзера (один на два котла) [4].

Экономайзер представляет собой теплообменный аппарат, в котором происходит передача теплоты дымовых газов питательной воде, т.е. происходит рекуперация отходящего тепла из горячего дымового газа котлов для передачи этого тепла в питательную воду котлов. Поскольку температура питательной воды в котлах становится выше, чем она была бы без экономайзера, нет необходимости обеспечивать дополнительный нагрев для производства пара, аналогичного по характеристикам (давлению и температуре), тем самым потребляется меньше топлива.

В качестве основного и резервного топлива используется природный газ [5].

В качестве охлаждающей воды в конденсационном экономайзере используется химочищенная вода. Конденсат, образующийся в экономайзере, направляется в существующий продувочный колодец [4].

Технические характеристики оборудования приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Технические характеристики оборудования [6], [7]

Наименование показателя	Единицы измерения	Значение	
		Зима	Лето
Котел	БМКУ-50 газовый паровой котел Е-25-2.9Г – 2 шт.		
Производительность	МВт	34,8 (17,4 – одного котла)	
Температура газов перед КЭ	°С	95	
Температура воды на входе в КЭ	°С	20	35
Расход воды через КЭ	$м^3/ч$	50	
Расход природного газа	$нм^3/ч$	3056	
Конденсационный экономайзер	УТ-200-24-240 НЖ		
Температура газов после КЭ	°С	47	53
Температура воды после КЭ	°С	55	55
Производительность КЭ	кВт	2000	1100

Проектная деятельность направлена на повышение энергоэффективности производства пара за счет установки конденсационного экономайзера на БМКУ-50. Деятельность в рамках проекта позволит снизить удельное потребление природного газа котлами и сократить выбросы парниковых газов в атмосферу за счет увеличения использования тепловой энергии дымовых газов перед выбросом в атмосферу.

3. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОТНЕСЕНИИ ПРОЕКТА К КЛИМАТИЧЕСКОМУ ПРОЕКТУ

Критерии отнесения проекта к климатическому установлены в приказе 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» [8].

Детальные сведения, подтверждающие соответствие проекта требованиям Приказа Минэкономразвития России 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 [9].	Климатический проект не противоречит требованиям законодательства, федеральных законов, иных нормативных правовых актов Российской Федерации, а также законов и иных нормативных правовых актов Республики Татарстан. Проект разработан в соответствии с ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021 [10].
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 времени, в течение которого запланировано сокращение (предотвращение) выбросов ПГ и (или) увеличение их	Результатом реализации проекта является сокращение выбросов парниковых газов за счет рекуперации тепла дымовых газов, используемого для предварительного подогрева питательной воды. Это позволит уменьшить расход природного газа, сохранив при этом выработку пара и его технологические параметры. В результате реализации проектной деятельности снижения хозяйственной

№ п/п	Критерии отнесения проектов к климатическим проектам	Обоснование
	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.	деятельности не предусмотрено.
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 мероприятия 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 ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, для реализации которой требуется выполнение дополнительных мероприятий и преодоление «барьеров».
5	Мероприятия проекта осуществляются в связи с наличием экономических условий для использования результатов его реализации, предусмотренных частью 1 статьи 11 Федерального закона [9].	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» [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» [10];
- CDM AMS-II.D Small-scale Methodology «Energy efficiency and fuel switching measures for industrial facilities» (Version 13.0) (пер. с англ.: CDM AMS-II.D Маломасштабная методология «Меры по повышению энергоэффективности и переходу на другое топливо для промышленных объектов» (Версия 13.0)) [11];
- Приказ Минприроды России от 27.05.2022 № 371 «Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов» [12].

На момент разработки климатического проекта отсутствуют утвержденные национальные методики для категории проектов «повышение энергетической эффективности котлов за счет более полного использования тепловой энергии дымовых газов перед выбросом в атмосферу». В связи с этим для количественного определения сокращений выбросов ПГ применена маломасштабная методология CDM AMS-II.D [11], одобренная Исполнительным комитетом РКИК ООН.

Обоснование применимости выбранной методологии CDM AMS-II.D к деятельности по проекту представлено в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Обоснование применимости методологии к деятельности по проекту

Критерии применимости методологии CDM AMS-II.D		Обоснование
п.2	Данная методология включает в себя любые меры по повышению энергоэффективности, реализуемые на одном или нескольких промышленных, горнодобывающих и перерабатывающих предприятиях. Проектная деятельность может включать: (a) повышение энергоэффективности технологического процесса, затрагивающее либо один производственный этап/элементный технологический процесс (например, печь), либо серию производственных этапов/элементных технологических процессов (например, промышленный процесс, в котором задействовано много машин), которые преобразуют сырье (например, исходные материалы) и другие компоненты в промежуточные или конечные готовые продукты (например, расплавленный металл, плитка, стальные слитки); (b) повышение энергоэффективности оборудования для преобразования энергии (например, котла, двигателя), которое вырабатывает энергию (тепловую/электрическую/ механическую) на объекте.	**Применимо по пункту (b)** Проектная деятельность предусматривает установку экономайзера в котлах для повышения их эффективности за счет более полного использования тепловой энергии дымовых газов перед выбросом в атмосферу. Это приведет к снижению потребления ископаемого топлива и выбросов ПГ в атмосферу.
п. 3	Переход на другие виды топлива также может приводить к повышению энергоэффективности. Меры по переходу на другие виды топлива, являющиеся неотъемлемой частью мер по повышению энергоэффективности, могут быть частью проектной деятельности, включенной в данную категорию проектов (например, переход от пара или сжатого воздуха к электричеству). Проектная деятельность, направленная в первую очередь на получение кредитов за сокращение выбросов за счет	**Не применимо (не имеет значения)** Проект не предусматривает переход на другое топливо.

Критерии применимости методологии CDM AMS-II.D		Обоснование
	перевода на другие виды топлива (например, переход с угля на природный газ в теплоэнергетическом оборудовании), должна использовать другие методологии типа III, такие как «AMS-III.AN: Переход на ископаемое топливо в существующих отраслях обрабатывающей промышленности» и «AMS-III.B: Переход на ископаемое топливо».	
п. 4	В рамках проектной деятельности, связанной с переходом на другие виды топлива и повышением энергоэффективности, могут использоваться две разные применимые методологии (например, AMS-II.D: «Меры по повышению энергоэффективности и переходу на другое топливо для промышленных объектов» и AMS-III.B) при условии, что сокращения выбросов, связанные с каждым проектом, консервативно определены и что взаимосвязанные эффекты между мерами по повышению эффективности и переходом на другое топливо учитываются, чтобы не допустить двойного учета сокращений выбросов.	**Не применимо (не имеет значения)** Проект не включает меры по переходу на другое топливо.
п. 5	Эта методология включает в себя проекты по модернизации/замене, а также проекты по новому строительству (Greenfield).	**Применимо** Проектная деятельность предусматривает модернизацию существующих котлов за счет установки экономайзера.
п. 6	Данная категория применима к проектной деятельности, где возможно непосредственно измерить и зарегистрировать использование энергии в рамках проекта (например, потребление электроэнергии и/или ископаемого топлива и/или энергии, содержащейся в энергоносителе, таком как пар, горячая вода, сжатый воздух и т.д.), а также количества таких	**Применимо** Проектная деятельность включает измерение параметров в соответствии с критериями применимости: количество потребляемого топлива (комплексы для измерения количества газа СГ-ЭК

Критерии применимости методологии CDM AMS-II.D		Обоснование
	энергоносителей, используемых в проектной деятельности. «Прямое измерение» в случае тепловой энергии (ископаемое топливо, потребление пара/тепла) не обязательно должно включать в себя измерение самой энергии, а скорее соответствующих параметров, таких как количество потребленного ископаемого топлива, температура/давление и количество пара. Поток энергии затем может быть определен с использованием приемлемых инженерных методов, изложенных в признанных национальных или международных стандартах, точным или консервативным образом, например, для определения тепловой мощности базового котла на основе фактических измеренных базовых данных по расходу пара, давлению и температуре могут быть использованы ASME PTC 4-19982 или BS845.	типа СГ-ЭК-Т), температура (датчики температуры типа ТСПТ, ТСМТ), давление (датчики давления ИД-F) и количество пара (преобразователи расхода вихревые ЭМИС-ВИХРЬ 200).
п. 7	Данная категория применима к проектной деятельности, где воздействие реализуемых мер (повышение энергоэффективности) может быть четко учтено и задокументировано, а также отделено от изменений в потреблении энергии, вызванных другими независимыми переменными, не зависящими от проектной деятельности (отношение сигнал/шум). Примерами других переменных являются факторы, влияющие на процессы на этапах подготовки/поставки сырья, характеристики исходного сырья и продукции, а также параметры окружающей среды (например, температура окружающей среды, влажность), связанные с базовым уровнем или проектной деятельностью, которые могут влиять на экономию энергии, достигаемую в ходе проектной	**Применимо** Влияние мер по повышению энергоэффективности, предложенных в рамках данного проекта, может быть определено благодаря мониторингу параметров, описанному в плане мониторинга. Внешние факторы (изменение свойств топлива, сезонные колебания) учитываются путем использования периода мониторинга, охватывающего все сезоны, а также подтверждены стабильностью состава топливного газа (природный газ) согласно лабораторным анализам за 2022-2025 гг.

<table>
<tr><th colspan="2">Критерии применимости методологии CDM AMS-II.D</th><th>Обоснование</th></tr>
<tr><td></td><td>деятельности.</td><td></td></tr>
<tr><td>п. 8</td><td>В случае, если упомянутые выше независимые переменные могут оказывать влияние на сокращение выбросов, превышающее приблизительно пять процентов от общего годового сокращения выбросов, то (a) границы проекта должны быть расширены, чтобы охватить все такие процессы, которые влияют на экономию энергии в результате проектной деятельности; и (b) такие независимые переменные должны контролироваться и учитываться в расчетах сокращения выбросов. Документальное подтверждение оценки всех переменных, которые, как ожидается, могут потенциально повлиять на расчеты сокращения выбросов, должно быть включено в проектный документ.</td><td>Применимо
Для базовой линии использовались фактические данные за три года, что позволяет учесть влияние сезонных колебаний температуры. На основании фактических данных базового периода (2022-2025 гг.) проведено сравнение средних значений удельного расхода тепла (м^3/т пара) по сезонам:

<table>
<tr><th rowspan="2">Сезон</th><th>Значение</th><th colspan="2">Отклонение</th></tr>
<tr><th>м^3/т пара</th><th>м^3/т пара</th><th>%</th></tr>
<tr><td>Лето*</td><td>86,20</td><td>0,59</td><td>0,68</td></tr>
<tr><td>Зима**</td><td>90,29</td><td>3,50</td><td>4,03</td></tr>
<tr><td>Общее среднее</td><td>86,79</td><td>-</td><td>-</td></tr>
</table>
* Июнь, июль, август.
** Декабрь, январь, февраль.

Максимальная сезонная разница составляет 4,03 % (зима) от среднегодового уровня.
Отдельный мониторинг температуры окружающей среды для целей коррекции расчетных формул не требуется. Достаточно стандартного учета расхода топлива и выработки пара с периодическим (ежемесячным) лабораторным контролем состава топливного газа для подтверждения стабильности его теплоты сгорания.</td></tr>
</table>

Критерии применимости методологии CDM AMS-II.D		Обоснование
п. 9	Выпуск продукции (например, пар/тепло) и производство товаров (например, керамические изоляторы, плитка, стальные слитки, алюминиевая посуда) на промышленном предприятии на протяжении всего зачетного периода, должны быть эквивалентны продукции, произведенной в базовой линии.	**Применимо** Пар, который является продуктом данного проекта, останется неизменным по количеству и физическим свойствам в базовой и проектной деятельности в течение всего зачетного периода.
п. 10	Для целей данной методологии эквивалентными продуктами считаются продукты, имеющие одинаковое назначение, одинаковые общие физические свойства и функционирующие аналогичным образом. Продукция, производимая на промышленном предприятии в течение всего зачетного периода, должна обеспечивать тот же или лучший уровень обслуживания и иметь тот же или лучший уровень качества, чем продукция, производимая в базовом периоде. Если к продукции применяются национальные или международные стандарты, качество продукта должно соответствовать нормам, содержащимся в таких стандартах, в противном случае следует руководствоваться соответствующими промышленными нормами.	**Применимо** Пар, который является продуктом данного проекта, останется неизменным по количеству и физическим свойствам в базовой и проектной деятельности в течение всего зачетного периода.

Критерии применимости методологии CDM AMS-II.D		Обоснование
п. 11	В случаях, когда объем выпускаемой продукции (например, горячего/плавленого металла) невозможно измерить, количество исходного материала (т.е. сырья), используемого в процессе производства элемента, может быть использовано в качестве косвенного показателя для определения базовых/проектных выбросов. Однако в таких случаях, когда исходный материал используется в качестве косвенного показателя выпускаемой продукции, потенциальные различия в характеристиках/качестве выпускаемой продукции должны быть учтены в процедурах расчета. Процедуры расчета должны быть достаточно подробно описаны в отчете (например, допущения, обоснования и т. д.).	**Применимо** Выход пара может быть измерен точно (преобразователи расхода вихревые ЭМИС-ВИХРЬ 200), поэтому нет необходимости учитывать дополнительные переменные.
п. 12	Тип исходных материалов, используемых в проекте, должен быть однородным и аналогичным исходным материалам, которые использовались в базовом сценарии, и любое отклонение в течение зачетного периода по типу, составу или количеству используемого исходного материала на единицу выпускаемой продукции должно быть в пределах диапазона, не приводящего к изменению потребления энергии на единицу продукции более чем на ±10% от исходных характеристик и значений.	**Применимо** Тип потребляемого ископаемого топлива (природный газ) и состав питательной воды остаются неизменными в течение как базового, так и проектного периодов. Основываясь на исторических данных для рассматриваемых котлов, можно сделать вывод, что исходные показатели удельного потребления природного газа на тонну пара и выбросов на единицу продукции не отличаются от среднего значения более чем на ±10%. Анализ исторических данных за трехлетний период (с 01.12.2022 по 30.11.2025) подтверждает стабильность удельных показателей. Среднемесячное удельное потребление природного газа в сумме по обоим котлам составило 86,79 м³/т пара, при этом максимальное значение зафиксировано

Критерии применимости методологии CDM AMS-II.D		Обоснование
		на уровне 94,91 м³/т пара (отклонение +9,36 %), минимальное – 81,63 м³/т пара (отклонение -5,95 %), что не превышает установленный предел ±10 %. Для дополнительного обоснования выполнена оценка удельных выбросов парниковых газов на тонну пара за тот же период. Расчет произведен с использованием фактических месячных коэффициентов выбросов EF_{CO2}, определенных на основе компонентного состава природного газа согласно паспортам качества. Среднемесячные удельные выбросы составили 0,1636 т CO_2-экв./т пара, с максимальным значением 0,1775 т CO_2-экв./т пара (отклонение +8,50 %) и минимальным 0,1509 т CO_2-экв./т пара (отклонение -7,76 %). Также зафиксированные отклонения низшей теплотворной способности природного газа от среднего значения находятся в диапазоне от -1,81 % до +2,91 %, что значительно ниже предельного порога в ±10 %.
п. 13	Данная методология не охватывает деятельность, связанную с экономией топлива в основном за счет повышения эффективности сжигания топлива.	**Применимо** Предлагаемая проектная деятельность не предусматривает экономии топлива за счет повышения эффективности сжигания топлива.

Критерии применимости методологии CDM AMS-II.D		Обоснование
п. 14	Проектная деятельность, направленная на достижение экономии энергии за счет улучшения методов технического обслуживания, например, за счет очистки фильтров, ремонта клапанов, устранения утечек в системе и использования новых смазочных материалов для оборудования, не охватывается данной методологией.	**Применимо** Проект направлен на повышение энергоэффективности котлов путем установки экономайзера, что обеспечит утилизацию тепла дымовых газов и сокращение расхода природного газа. Планируемая экономия топлива обусловлена модернизацией оборудования и не предусматривает улучшения методов технического обслуживания.
п. 15	Если энергоэффективное оборудование содержит хладагенты, то используемый в проекте хладагент не должен иметь озоноразрушающего потенциала (ОРП). Хотя данная методология не предусматривает никаких кредитов за сокращение выбросов, связанных с сокращением или заменой хладагента, расчет выбросов по проекту должен включать любое дополнительное увеличение выбросов ПГ по сравнению с базовым уровнем, связанное с хладагентами, используемыми в проектном оборудовании.	**Не применимо (не имеет значения)** Проектная деятельность не содержит оборудования, в котором используются хладагенты.
п. 16	Совокупная годовая экономия энергии для одного проекта (включая один или несколько объектов) не может превышать эквивалент 60 ГВт·ч в год для энергоэффективных технологий, использующих электроэнергию, а для энергоэффективных технологий, использующих ископаемое топливо, предел составляет 180 ГВт·ч тепловой энергии в год на единицу потребляемого топлива.	**Применимо** Максимальная годовая расчетная экономия для котлов № 3 и № 4 в совокупности составляет 8,4 ГВт·ч, что меньше установленного лимита в 180 ГВт-ч.

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

Реализация проектных решений приведет к снижению удельного потребления природного газа на БМКУ-50 в котельной «Подлесная». Таким образом, реализуемый климатический проект представляет собой комплекс мероприятий, обеспечивающих сокращение выбросов парниковых газов.

6. СВЕДЕНИЯ ОБ ОЦЕНКЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ ПРОЕКТА НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Оценка воздействия проекта на окружающую среду (ОВОС) не требуется в соответствии с законодательством Российской Федерации в области охраны окружающей среды.

7. МЕСТО РЕАЛИЗАЦИИ КЛИМАТИЧЕСКОГО ПРОЕКТА

Сведения о месте реализации КП приводятся согласно выписке из Единого государственного реестра недвижимости об основных характеристиках и зарегистрированных правах на объект недвижимости [13]:

Кадастровый номер земельного участка: 16:25:070201:354.

Дата присвоения кадастрового номера: 04.06.2020.

Местоположение установлено относительно ориентира, расположенного в границах участка. Почтовый адрес ориентира: Республика Татарстан, Лениногорский муниципальный район, Кармалкинское сельское поселение.

Площадь: 50 000 кв. м.

Категория земель: Земли промышленности, энергетики, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики, земли для обеспечения космической деятельности, земли обороны, безопасности и земли иного специального назначения.

Правообладатель: ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина.

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

В соответствии с п. 22 методологии CDM AMS-II.D [11] и требованиями подпунктов «б», «б[1]» пункта 7 Приказа Минэкономразвития России № 248 [8], границы климатического проекта определены как физическая и географическая территория, на которой расположены все объекты хозяйственной деятельности, влияющие на выбросы парниковых газов, связанные с реализацией проекта.

Проект реализуется в пределах площадки БМКУ-50 котельной «Подлесная».

Границы климатического проекта включают следующие объекты хозяйственной деятельности:

- котел Е-25-2.9Г № 3;
- котел Е-25-2.9Г № 4;
- конденсационный экономайзер УТ-200-24-240 НЖ.

Источники выбросов ПГ, связанные с проектом, включенные в границы проекта или исключенные из них, представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Источники выбросов, включенные или исключенные из границ проекта

Источник		ПГ	Включен	Обоснование
Базовая линия (BE_y)	Сжигание природного газа в паровых котлах Е-25-2.9Г № 3 и № 4 в прежнем режиме	CO_2	Да	Основной источник выбросов парниковых газов в базовом сценарии
		CH_4	Нет	Незначительный источник. Учет ПГ исключен в соответствии с условиями сжигания топлива
		N_2O	Нет	Незначительный источник. Учет ПГ исключен в соответствии с условиями сжигания топлива
Проектная линия (PE_y)	Сжигание природного газа в паровых котлах Е-25-2.9Г № 3 и № 4, модифицированных посредством установки конденсационного экономайзера	CO_2	Да	Основной источник выбросов парниковых газов в проектном сценарии
		CH_4	Нет	Незначительный источник. Учет ПГ исключен в соответствии с условиями сжигания топлива
		N_2O	Нет	Незначительный источник. Учет ПГ исключен в соответствии с условиями сжигания топлива

Границы проекта представлены на рисунке 8.1.

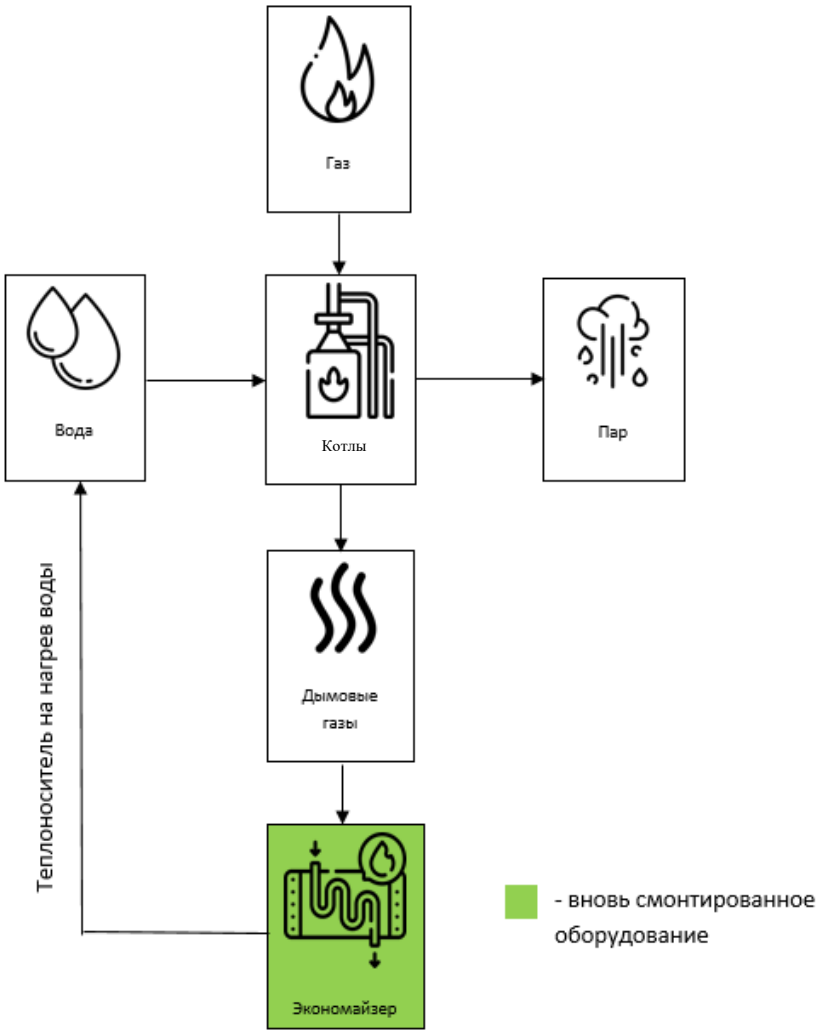


Рис. 8.1 Границы проекта

Объекты внутри границ проекта, указанные в настоящем разделе, принадлежат одному юридическому лицу – ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. Возможность двойного учета сокращения выбросов ПГ, достигаемых в результате проектной деятельности, исключена.

9. ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОГНОЗИРУЕМОЙ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ ПРИ ОТСУТСТВИИ ПРОЕКТА ЗА ПЕРИОД РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА (БАЗОВАЯ ЛИНИЯ)

9.1. Описание и обоснование базового сценария

В соответствии с п. 10 Приказа Минэкономразвития России № 248 [8] и п. 23 методологии CDM AMS-II.D [11], базовый сценарий определен как наиболее вероятный сценарий развития событий при отсутствии реализации климатического проекта, с учетом всех идентифицированных препятствий (барьеров). Были рассмотрены следующие альтернативные сценарии:

1. Продолжение текущей ситуации в том же техническом состоянии, что и в период 2022-2025 гг.;
2. Замена горелок на более энергоэффективные;
3. Замена котлоагрегатов на более современные и энергоэффективные модели;
4. Установка экономайзера (теплообменника) для дополнительной утилизации тепла.

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

Таблица 9.1 – Результаты проведения барьерного анализа

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. Сценарий технически наиболее прост, не требует внедрения нового оборудования. Котлы способны обеспечить планируемую выработку пара; их остаточный ресурс на момент начала проектной деятельности (22.12.2025) составляет 15 лет (котлы № 3 и № 4 введены в эксплуатацию 25.12.2020 г. [7]).	Незначительное. Для реализации требуется проведение работ по замене горелок. Замена горелок – стандартная операция, не затрагивающая конструкцию котлов.	Значительное. Для реализации необходим демонтаж существующего оборудования и установка нового.	Значительное. Требуется установка экономайзера (теплообменника) к существующей комплектации котлов с изменением гидравлической системы и режимов работы котлов.
б) технологические (доступность технологии)	Отсутствует. Реализация сценария не изменяет технологический процесс.	Незначительное. Изменение параметров работы котлов после замены горелок незначительно (замена одного узла без изменения общей схемы), подбор оборудования не требует сложных расчетов.	Незначительное. Требуется подбор оборудования и разработка дополнительной технической документации. Однако современные котлоагрегаты имеют готовую автоматику и регламенты, не требуется разработка принципиально новых техпроцессов.	Значительное. Требуется подбор оборудования и разработка дополнительной технической документации, в т.ч. разработка новой тепловой схемы, расчет эффективности утилизации, что требует дополнительных НИОКР.
в) регуляторные (наличие нормативных ограничений на применение технологии)	Отсутствует. Не имеется нормативных ограничений на уже эксплуатируемое оборудование и применяемые технологии.	Отсутствует. Не имеется нормативных ограничений на новое оборудование и применяемые технологии.	Отсутствует. Не имеется нормативных ограничений на новое оборудование и применяемые технологии.	Отсутствует. Не имеется нормативных ограничений на новое оборудование и применяемые технологии.
г) экономические (доступность финансовых ресурсов)	Отсутствует. Продолжение текущей ситуации не требует дополнительных финансовых ресурсов и СМР. Сохранение	Значительное. Закупка нового оборудования потребует дополнительных финансовых ресурсов и экономически не целесообразна	Значительное. Закупка нового оборудования потребует дополнительных финансовых ресурсов. Хотя повышение КПД нового	Значительное. Закупка нового оборудования потребует дополнительных финансовых ресурсов и экономически не целесообразна

Возможные барьеры для реализации проекта	Влияние барьеров на реализацию мероприятий			
	Альтернативный сценарий № 1	Альтернативный сценарий № 2	Альтернативный сценарий № 3	Альтернативный сценарий № 4
	текущего положения предполагает лишь затраты на обслуживание оборудования.	с точки зрения достаточного остаточного ресурса работы существующих горелок котлов (котлы № 3 и № 4 введены в эксплуатацию 25.12.2020 г. [7]) и потенциальной экономии газа при повышении энергоэффективности котлов.	оборудования может частично компенсировать затраты за счет экономии газа, с учетом молодости существующих котлов (котлы № 3 и № 4 введены в эксплуатацию 25.12.2020 г. [7]) данный сценарий экономически нецелесообразен.	с точки зрения потенциальной экономии газа при повышении энергоэффективности котлов. При этом дополнительная экономия газа при установке экономайзера ограничена.
д) социально-экологические (уровень воздействия на окружающую среду и местные сообщества)	Отсутствует. Для котельной «Подлесная» был разработан проект санитарно-защитной зоны, который устанавливает ее границы и подтверждает соответствие объекта государственным санитарно-эпидемиологическим правилам и нормативам по показателям загрязнения атмосферного воздуха, уровню шума, электромагнитному, вибрационному, ионизирующему и биологическому воздействию, в т.ч. на территории ближайших жилых зон. Данное соответствие удостоверено экспертным заключением [14] и санитарно-эпидемиологическим заключением [15]. Сохранение текущего режима эксплуатации не влечет за собой изменения сложившегося уровня воздействия на окружающую	Отсутствует. При снижении удельного потребления природного газа на тонну пара не предполагается увеличения негативного воздействия на окружающую среду по сравнению с текущей ситуацией.	Отсутствует. При снижении удельного потребления природного газа на тонну пара не предполагается увеличения негативного воздействия на окружающую среду по сравнению с текущей ситуацией.	Отсутствует. При снижении удельного потребления природного газа на тонну пара не предполагается увеличения негативного воздействия на окружающую среду по сравнению с текущей ситуацией.

Возможные барьеры для реализации проекта	Влияние барьеров на реализацию мероприятий			
	Альтернативный сценарий № 1	Альтернативный сценарий № 2	Альтернативный сценарий № 3	Альтернативный сценарий № 4
	среду и местные сообщества.			
е) квалификационные (доступность необходимых компетенций для реализации технологии)	Отсутствует. Продолжение текущей ситуации не требует дополнительных компетенций. Персонал компании обладает необходимыми знаниями.	Незначительное. Замена горелки на более энергоэффективную модель не влечет за собой изменения технологического процесса в целом. Персонал котельной имеет опыт эксплуатации и обслуживания горелочного оборудования, поскольку горелки являются стандартным узлом котла.	Значительное. Установка нового оборудования требует дополнительных компетенций и привлечение дополнительных кадровых ресурсов.	Значительное. Установка нового оборудования требует дополнительных компетенций и привлечение дополнительных кадровых ресурсов. Необходимо глубокое переобучение по работе с экономайзером, настройке гидравлики и тепловых режимов.

Наиболее вероятным сценарием при отсутствии климатического проекта является Альтернативный сценарий № 1 (Продолжение текущей ситуации в том же техническом состоянии, что и в период 2022-2025 гг). Данный сценарий:

- не требует дополнительных инвестиций;
- не встречает технических, технологических или регуляторных препятствий;
- является сложившейся практикой на предприятии.

Климатический проект относится к категории маломасштабных проектов (максимальная годовая расчетная экономия для котлов № 3 и № 4 в совокупности составляет 8,4 ГВт·ч, что ниже порога 180 ГВт·ч для генерации тепловой энергии). В соответствии с п. 10 инструмента TOOL21 [16] для демонстрации дополнительности достаточно показать, что проектная деятельность не могла бы быть реализована из-за наличия хотя бы одного из перечисленных барьеров:

1. *Инвестиционный барьер: более финансово жизнеспособная альтернатива проектной деятельности привела бы к более высоким выбросам* – Установка экономайзера требует значительных единовременных капитальных вложений: закупка оборудования, проектные работы, СМР и пусконаладка. При этом ожидаемое снижение удельного расхода природного газа на тонну пара находится на уровне, не обеспечивающем приемлемого срока окупаемости инвестиций. Дополнительным фактором, снижающим инвестиционную привлекательность, является высокая волатильность цен на природный газ, что создает неопределенность в отношении будущей экономии топлива. Кроме того, существующие котлы № 3 и № 4 введены в эксплуатацию 25.12.2020 [7] и обладают значительным остаточным ресурсом, что делает установку дополнительных систем утилизации тепла экономически неоправданной.

2. *Технологический барьер: менее технологически продвинутая альтернатива проектной деятельности связана с меньшими рисками из-за неопределённости в эксплуатационных показателях или низкой доли рынка новой технологии, применяемой в проектной деятельности, и поэтому привела бы к более высоким выбросам* – Установка экономайзера сопряжена с технологическими рисками, обусловленными необходимостью интеграции нового теплообменного оборудования в существующую гидравлическую и тепловую схему котельной.

Барьер, обусловленный сложившейся практикой: сложившаяся практика или действующие нормативные/политические требования привели бы к внедрению технологии с более высокими выбросами – На предприятии исторически сложилась практика эксплуатации котлов без дополнительных систем утилизации тепла уходящих газов. Согласно проектным решениям и действующей эксплуатационной документации, текущий режим работы котлов признается технологически допустимым и соответствующим установленным нормативным требованиям. Для котельной «Подлесная» разработан и утвержден проект санитарно-защитной зоны, получены положительные экспертное заключение [14] и санитарно-эпидемиологическое заключение [15], подтверждающие соответствие объекта нормативным требованиям по воздействию на окружающую среду. При этом нормативные правовые акты не обязывают предприятие устанавливать экономайзеры или иные системы утилизации тепла. Таким образом, в рамках сложившейся практики и действующих требований предприятие могло бы

продолжать эксплуатацию котлов без модернизации, что привело бы к более высокому удельному расходу газа и, соответственно, к более высоким выбросам парниковых газов.

3. *Иные барьеры: без реализации проектной деятельности по иной конкретной причине, указанной участником проекта (например, институциональные барьеры, ограниченность информации, управленческих ресурсов, организационного потенциала, финансовых ресурсов или способности к внедрению новых технологий), выбросы были бы выше* – В условиях действующей системы ценообразования на энергоносители и отсутствия внешних стимулов к снижению выбросов, установка экономайзера не является экономически целесообразной для предприятия при использовании только собственных средств.

Кроме того, на предприятии существует ограниченность финансовых ресурсов, выделяемых на непрофильные капитальные вложения (мероприятия, не связанные с обеспечением основной производственной деятельности). Реализация проекта потребовала бы перераспределения бюджетных средств в ущерб другим производственным нуждам.

Также имеются институциональные и организационные барьеры: отсутствие в штате специалистов, обладающих компетенциями в области проектирования и эксплуатации систем утилизации тепла, что требует дополнительных затрат на обучение или привлечение внешних консультантов.

Таким образом, климатический проект является дополнительным и не мог бы быть реализован в том же объеме и в те же сроки без дополнительного дохода от углеродных единиц.

9.2 Сроки зачетного периода

Для определения оставшегося срока службы оборудования согласно TOOL10 [17] используется информация производителя о техническом сроке службы оборудования в сравнении с датой ввода в эксплуатацию.

Срок службы оборудования определяется как разница между техническим сроком службы и временем эксплуатации. Согласно паспортам [7] технический срок службы котлов составляет 20 лет, котлы введены в эксплуатацию 25.12.2020, а модернизация была проведена в 2025 году [2]. Остаточный срок службы котлов на момент начала проектной деятельности (22.12.2025) составляет 15 лет.

Зачетный период проекта определен непрерывно 10 лет без возможности продления: 01.01.2026-31.12.2035.

9.3 Описание количественной оценки выбросов до реализации проектной деятельности (базовая линия)

Для оценки выбросов, предусмотренных базовой линией, применяются формулы, определенные методологией CDM AMS-II.D [11].

Для количественного определения выбросов ПГ по базовой линии использованы фактические данные за трехлетний период, предшествующий дате начала реализации проекта, – с 01 декабря 2022 г. по 30 ноября 2025 г. Декабрь 2025 г. исключен из расчетного интервала в связи с проведением монтажных работ

и переводом котлов № 3 и № 4 в резервный режим, что могло бы исказить репрезентативность данных о штатной эксплуатации оборудования. Указанный временной горизонт обеспечивает учет сезонных и технологических колебаний удельного расхода топлива и позволяет сформировать достоверную базовую линию для оценки сокращения выбросов ПГ.

Согласно п. 29 методологии CDM AMS-II.D [11], для расчета базовых выбросов с использованием исходных данных могут применяться следующие варианты:

Вариант 1: Устройство (устройства) с постоянной нагрузкой;

Вариант 2: Устройство (устройства) с переменной нагрузкой;

Вариант 3: Эффективность производства/удельное энергопотребление (для части или всего производственного процесса).

Вариант 1 неприменим для расчета базовых выбросов, поскольку нагрузка в рамках проектной деятельности не является постоянной.

Вариант 2 требует регрессионной модели, где необходимо, чтобы t-критерий, связанный с соответствующими независимыми переменными, которые оказывают физическое влияние на потребление энергии, был не менее 1,645 для 90-процентной достоверности. Согласно п. 37 методологии CDM AMS-II.D [11] данные для анализа, используемые для разработки математической функции, должны охватывать непрерывный период в 12 месяцев. Данное условие не выполняется ввиду того, что котлоагрегаты периодически планово останавливаются и выводятся в резерв. Следовательно, 2 вариант также неприменим.

Вариант 3 используется, поскольку проект полностью соответствует его критериям. Расчеты данного раздела основаны на среднем удельном потреблении природного газа для всего производимого пара (производственного процесса) в пределах проекта. Согласно п. 41 CDM AMS-II.D [11] вариант применим только в случае, если можно консервативно доказать, что базовое потребление энергии и выбросы зависят только от темпов производства готовой продукции и что базовое потребление ископаемого топлива и выбросы на единицу продукции не отличаются от среднего значения более чем на ±10%.

На каждом из котлов Е-25-2.9Г № 3 и № 4 котельной «Подлесная» установлены приборы учета расхода газа, это гарантирует, что природный газ, учитываемый в базовой линии, используется исключительно для производства пара и, следовательно, исходных выбросов, связанных с производственным процессом.

Основываясь на исторических данных для рассматриваемых котлов, можно сделать вывод, что исходные показатели удельного потребления природного газа на тонну пара и выбросов на единицу продукции не отличаются от среднего значения более чем на ±10%. Анализ исторических данных за трехлетний период (с 01.12.2022 по 30.11.2025) подтверждает стабильность удельных показателей. Среднемесячное удельное потребление природного газа в сумме по обоим котлам составило 86,79 м³/т пара, при этом максимальное значение зафиксировано на уровне 94,91 м³/т пара (отклонение +9,36 %), минимальное – 81,63 м³/т пара (отклонение -5,95 %), что не превышает установленный предел ±10 %.

Для дополнительного обоснования выполнена оценка удельных выбросов парниковых газов на тонну пара за тот же период. Расчет произведен с использованием фактических месячных коэффициентов выбросов EF_{CO2}, определенных на основе компонентного состава природного газа согласно паспортам качества. Среднемесячные удельные выбросы составили 0,1636 т CO_2-экв./т пара, с максимальным значением 0,1775 т CO_2-экв./т пара (отклонение +8,50 %) и минимальным 0,1509 т CO_2-экв./т пара (отклонение -7,76 %).

Выбросы парниковых газов по базовой линии рассчитываются по формуле п. 43 методологии CDM AMS-II.D [11] следующим образом:

$$BE_y = \sum_i \frac{SEC_i \times P_{PJ,i,y}}{(1 - l_y)} \times EF_{CO_2,y} + Q_{ref,BL} \times GWP_{ref,BL} \quad (9.1)$$

Условные обозначения и значения параметров, использованных в формуле 9.1, представлены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Условные обозначения и значения параметров, использованных в формуле 9.1

Условное обозначение	Значение (за весь период)	Ед. измерения	Пояснения
BE_y	256 044	тCO_2-экв.	Базовые выбросы за период *y* проектной деятельности.
SEC_i	0,81059	МВт·ч/т пара	Удельное потребление энергии на единицу продукции в базовом периоде для группы оборудования *i*, рассчитываемое с использованием п. 44 методологии [11] (расчет приведен ниже). Группа – это совокупность устройств, имеющих сходные размеры, функции, графики работы, выходы или нагрузки. В рассматриваемом проекте принята группа устройств в виде парововых газовых котлов.
$P_{PJ,i,y}$	1 575 508	т	Общее количество произведенной продукции (например, производительность насоса, массовый расход произведенного напитка, количество плиток, тонн клинкера) за период *y* для оборудования группы *i*. *Для данного проекта продукцией является выработка пара.* *Планируемая выработка пара приведена в* Приложении А. *Расчетный объем выпуска продукции (выработки пара) для определения базовых выбросов, в соответствии с требованиями к параметру $P_{PJ,i,y}$ методологии* [11], *ограничен средним историческим уровнем, поскольку планируемый объем выработки пара в отдельные прогнозные годы*

Условное обозначение	Значение (за весь период)	Ед. измерения	Пояснения
			превышает указанный средний показатель. В связи с этим проведена демонстрация наличия достаточного базового потенциала оборудования для обеспечения дополнительного объема производства без привлечения новых мощностей. *План выработки пара котельной «Подлесная» на период до 2035 года показывает, что годовая наработка котлоагрегатов имеет неравномерный характер, обусловленный диспетчерским графиком нагрузок промысла. Прогнозируемый диапазон годовой наработки для одного котла составляет до 6 566 часов в пиковые периоды максимального спроса на пар.* *Паспортная производительность котлов марки Е-25-2,9Г составляет 25 т/ч* [7]*. Максимальная плановая выработка пара в пиковые периоды (164 160 т/год на один котёл, или 328 320 т/год на два котла) достигается при наработке 6 566 ч/год на один котёл (13 132 ч/год на два котла в сумме). При этом календарный фонд времени работы единицы оборудования в году составляет 7000-7500 часов, следовательно, требуемая наработка оставляет технологический резерв более 2 100 часов для проведения планово-предупредительных ремонтов и регламентного обслуживания.* *В периоды средней загрузки расчётное время работы оборудования составляет около 50 % от календарного фонда времени.* *Таким образом, подтверждённый паспортными данными* [7] *запас производительности оборудования доказывает, что весь дополнительный объём пара в базовом сценарии гарантированно мог бы быть выработан на тех же технологических единицах котельной без привлечения дополнительных мощностей.*
l_y	0	-	Применяется только в случае экономии электроэнергии в сетях общего пользования. Среднегодовые технические потери в сети (передача и распределение) в течение периода *у* для энергосистемы, обслуживающей районы размещения оборудования, выраженные в долях

Условное обозначение	Значение (за весь период)	Ед. измерения	Пояснения
			единицы. Данное значение не должно включать нетехнические потери, такие как коммерческие потери (например, хищение электроэнергии). Среднегодовые технические потери в сети должны определяться на основе актуальных, точных и надежных данных, доступных для страны размещения проекта. Данное значение может быть определено на основе недавних данных, опубликованных либо национальной энергокомпанией, либо официальным государственным органом. Достоверность используемых данных (в частности, их соответствие, точность/неопределенность, а также исключение нетехнических потерь) должна быть обоснована и документально зафиксирована участником проекта. Если актуальные данные отсутствуют или не могут считаться точными и надежными, для среднегодовых технических потерь в сети используется значение по умолчанию, равное 0,1 (10 %). *Не применимо к данному проекту, так как экономия электроэнергии в сети отсутствует.*
$EF_{CO2,y}$	0,20049	т CO_2/ МВт·ч	Коэффициент выбросов CO_2 от сжигания топлива/потребления электроэнергии за период *y*. *В проектной деятельности электроэнергия не используется, коэффициент рассчитан для сжигания природного газа согласно п. 1.6 Приложения № 2 к методике количественного определения объема выбросов парниковых газов, утвержденной приказом Минприроды России от 27.05.2022 № 371* [12]. *$EF_{CO2,y}$ рассчитан на основе фактических исторических данных о компонентном составе газообразного топлива* [18]. *Значение $тCO_2/тыс.м^3$ пересчитано в $тCO_2/МВт·ч$.* *Сводная информация по компонентному составу, низшей теплоте сгорания природного газа за 2022-2025 гг. представлена в* Приложении Б. *Расчеты приведены в* Приложении В.

Условное обозначение	Значение (за весь период)	Ед. измерения	Пояснения
$Q_{ref,BL}$	-	т/год	Среднегодовое количество хладагента, использованного в базовой линии для восполнения утечек, имевших место за период *y*. *Не применимо, так как проект не предусматривает замену оборудования, содержащего хладагенты.*
$GWP_{ref,BL}$	-	тCO_2-экв. / т хладагента	Потенциал глобального потепления хладагента, используемого в базовой линии. *Не применимо, так как проект не предусматривает замену оборудования, содержащего хладагенты.*

Удельное потребление энергии (SEC_i) рассчитано согласно п. 44 методологии CDM AMS-II.D [11] по формуле:

$$SEC_{BL} = \left(\sum EC_{BL,i,j} + \sum_{i,j} FC_{BL,i,j} \times NCV_{CO_2,j} \right) \div P_{Hy} \quad (9.2)$$

Условные обозначения и значения параметров, использованных в формуле 9.2, представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Условные обозначения и значения параметров, использованных в формуле 9.2

Условное обозначение	Значение (за весь период)	Ед. измерения	Пояснения
SEC_{BL}	0,81059	МВт·ч/т пара	Удельное потребление энергии на единицу продукции в базовом периоде для группы оборудования *i*.
$EC_{BL,i,j}$	0	МВт·ч	Среднегодовое значение электропотребления в базовой линии для технологического процесса *i*. *В рассматриваемом процессе электроэнергия не используется.*
$FC_{BL,i,j}$	КА № 3 – 8 988 448,97; КА № 4 – 8 864 751,00.	$м^3$	Среднегодовое значение потребления ископаемого топлива в базовой линии для типа топлива *j*, сжигаемого в технологическом процессе *i*. *Использованы фактические данные за трехлетний период, предшествующий дате начала реализации проекта, – с 01 декабря 2022 г. по 30 ноября 2025 г.*[19]. *Сводные данные за 2022-2025 гг. по расходу природного газа, выработке пара представлены в* Приложении Г.

Условное обозначение	Значение (за весь период)	Ед. измерения	Пояснения
$NCV_{CO2,j}$	0,00934	МВт·ч/м^3	Средняя низшая теплота сгорания топлива типа *j*, сжигаемого в технологическом процессе *i*. *$NCV_{CO2,j}$ приведено согласно протоколам качества природного газа за трехлетний период, предшествующий дате начала реализации проекта, – с 01 декабря 2022 г. по 30 ноября 2025 г.* [18]. *Значение из МДж/м^3 пересчитано в МВт·ч/м^3 с использованием коэффициента перевода: 1 МВт·ч = 3600 МДж.*
$P_{Ну}$	205 713,77	т	Среднегодовой объем выпуска продукции в базовой линии. *Для данного проекта продукцией является выработка пара.* *Использованы фактические данные за трехлетний период, предшествующий дате начала реализации проекта, – с 01 декабря 2022 г. по 30 ноября 2025 г.* [19]. *Сводные данные за 2022-2025 гг. по расходу природного газа, выработке пара представлены в* Приложении Г.

Результаты расчетов прогнозируемых выбросов ПГ по базовой линии представлены в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Результаты расчетов выбросов ПГ по базовой линии

Год реализации проекта (зачетный период)	Выбросы ПГ по базовой линии, тCO_2-экв.
2026	53 357
2027	31 320
2028	31 320
2029	31 406
2030	25 759
2031	28 169
2032	21 885
2033	18 689
2034	9 426
2035	4 713
Всего	**256 044**

Выбросы парниковых газов по базовой линии за зачетный период с 01.01.2026 по 31.12.2035 – **256 044 т CO_2-экв**.

Базовая линия определяется для того же периода времени, что и зачетный период, и обеспечивает оценку того, что наступит в отсутствие проекта.

Применение одного и того же типа и объема производства продукции и оказания услуг в базовом и проектном сценариях соответствует установленному принципу согласованности в части обеспечения функциональной эквивалентности.

При подготовке отчета о реализации климатического проекта расчеты по базовой линии будут актуализированы на основании информации о фактической выработке пара ($P_{PJ,i,y}$), коэффициенте выбросов CO_2 от сжигания топлива ($EF_{CO2,y}$) с учетом зафиксированного показателя SEC_i = 0,81059 МВт·ч/т пара. Контроль данных параметров включен в план мониторинга.

10. ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ 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 качестве проектного сценария данного климатического проекта выбрана установка конденсационного экономайзера на действующих паровых котлах Е-25-2.9Г № 3 и №4.

Проектные выбросы рассчитаны согласно п. 48 методологии CDM AMS-II.D [11] по формуле:

$$PE_y = PE_{El,y} + PE_{FF,y} + PE_{ECm,y} + PE_{ref,y} \quad (10.1)$$

Условные обозначения и значения параметров, использованных в формуле 10.1, представлены в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – Условные обозначения и значения параметров, использованных в формуле 10.1

Условное обозначение	Значение (за весь период)	Ед. измерения	Пояснения
PE_y	247 966	т CO_2-экв.	Выбросы по проекту за период *y.*
$PE_{El,y}$	0	т CO_2-экв.	Проектные выбросы в результате потребления электроэнергии за период *y. В границах проекта электроэнергия не используется.*
$PE_{FF,y}$	247 966	т CO_2-экв.	Проектные выбросы, связанные с ископаемым топливом, за период *y. Оцениваются в соответствии с последней версией «Инструмента для расчета проектных выбросов CO_2 или утечек от потребления ископаемого топлива». Однако ввиду наличия методики для стационарного сжигания топлива для расчета $PE_{FF,y}$ использовалось уравнение 1.1 Приложения № 2 к методике количественного определения объема выбросов парниковых газов, утвержденной приказом Минприроды России от 27.05.2022 № 371* [12] (*расчет приведен ниже).*

Условное обозначение	Значение (за весь период)	Ед. измерения	Пояснения
$PE_{ECm,y}$	0	т CO_2-экв.	Проектные выбросы из-за потребления энергоносителя за период *y*, рассчитываются согласно п. 49 методологии CDM AMS-II.D [11]. *Значение равно нулю, т.к. расход ископаемого топлива для производства энергоносителя уже учтен для оценки выбросов проекта в виде* $PE_{FF,y}$.
$PE_{ref,y}$	0	т CO_2-экв.	Проектные выбросы в результате физической утечки хладагента из проектного оборудования за период *y*. *Не применимо, так как проект не предусматривает использование оборудования, содержащего хладагенты.*

Ввиду наличия методики для стационарного сжигания топлива, для расчета $PE_{FF,y}$ использовалось уравнение 1.1 Приложения № 2 к методике количественного определения объема выбросов парниковых газов, утвержденной приказом Минприроды России от 27.05.2022 № 371 [12]:

$$E_{CO_{2,y}} = \sum_{j=1}^{n} (FC_{j,y} \times EF_{CO2,j,y} \times OF_{j,y}) \quad (10.2)$$

Условные обозначения и значения параметров, использованных в формуле 10.2, представлены в таблице 10.2.

Таблица 10.2 – Условные обозначения и значения параметров, использованных в формуле 10.2

Условное обозначение	Значение (за весь период)	Ед. измерения	Пояснения
$E_{CO2,y}$ = $PE_{FF,y}$	247 966	т CO_2	Выбросы CO_2 от стационарного сжигания топлива за период *y*.
$FC_{j,y}$	132 421	тыс. $м^3$	Расход топлива *j* в натуральном выражении за период *y*. *Рассчитан как произведение планируемой выработки пара и расчетного удельного расхода газа.* *Удельный расход газа приведен с пересчетом эффективности по тех. документации установки КЭ* [4], [5], [6]. *Проектное оборудование имеет разную производительность в зависимости от сезона, однако дополнительный эффект с учетом производительности базового оборудования составляет 5,75% и 3,16% в зимний и летний периоды соответственно*.

Условное обозначение	Значение (за весь период)	Ед. измерения	Пояснения
			В целях обеспечения консервативности для всего расчетного периода принято единое фиксированное значение эффективности КЭ ($\eta_{КЭ}$) на уровне летнего периода – 3,16 %. *Данные приведены в* Приложении А.
$EF_{CO2,y}$	1,87256	т CO_2/ тыс.м^3	Коэффициент выбросов CO_2 от сжигания топлива за период *y*. *Коэффициент рассчитан для сжигания природного газа согласно п. 1.6 Приложения № 2 к методике количественного определения объема выбросов парниковых газов, утвержденной приказом Минприроды России от 27.05.2022 № 371* [12]. $EF_{CO2,y}$ *рассчитан на основе фактических исторических данных о компонентном составе газообразного топлива* [18]. *Сводная информация по компонентному составу природного газа за 2022-2025 гг. представлена в* Приложении Б. *Расчеты приведены в* Приложении В.
$OF_{j,y}$	1	-	Коэффициент окисления топлива *j* (в долях). *Принимается для всех видов газообразного и жидкого топлива по умолчанию равным 1,0 (соответствует 100 % окислению топлива)* [12].
n	1	-	Количество видов топлива, используемых за период *y*. *Используется только 1 вид топлива – природный газ* [20].

Результаты расчетов прогнозируемых выбросов ПГ по проектному сценарию представлены в таблице 10.3.

Таблица 10.3 – Результаты расчетов прогнозируемых выбросов ПГ по проектному сценарию

Год реализации проекта (зачетный период)	Выбросы ПГ по проектному сценарию, тCO_2-экв.
2026	51 673
2027	30 332
2028	30 332
2029	30 414
2030	24 946
2031	27 281
2032	21 196
2033	18 100
2034	9 129
2035	4 563
Всего	**247 966**

Выбросы парниковых газов по проектному сценарию за зачетный период с 01.01.2026 по 31.12.2035 – **247 966** т CO_2-экв.

При подготовке отчета о реализации климатического проекта расчеты будут актуализированы. Проектная линия будет меняться с учетом мониторинга фактического потребления природного газа ($FC_{j,y}$), коэффициента выбросов CO_2 от сжигания топлива ($EF_{CO2,y}$). Контроль данных параметров включен в план мониторинга.

10.2 Утечки

В соответствии с п.52 методологии CDM AMS-II.D [11] утечки подлежат учету в случае, если энергоэффективная технология (оборудование) была перенесена из другой деятельности (например, со сторонней площадки) и ее использование в рамках проекта приводит к увеличению выбросов парниковых газов за пределами границ проекта. Кроме того, согласно подпункту «б²» пункта 7 Приказа Минэкономразвития России № 248 [8], необходимо описать риск увеличения выбросов ПГ вне границ проекта (утечку) и обосновать предполагаемый размер такого увеличения, а также планируемые меры по его предотвращению или минимизации.

Поставленный по договору с АО «Пром-инжиниринг» экономайзер конденсационный УТ-200-24-240 НЖ является новым, ранее не эксплуатировался [1].

Природный газ закупается у АО «Газпром межрегионгаз Казань» по договору № 19790 от 22.11.2024 [20] в объеме, соответствующем фактическим потребностям котельной. Снижение удельного расхода природного газа не сопровождается изменением объема выработки пара и не ведет к перераспределению сэкономленного топлива другим потребителям.

Установка нового оборудования не влияет на режимы работы смежных агрегатов и не требует изменения их энергопотребления или режимов, способных привести к дополнительным выбросам ПГ за границами проекта.

Таким образом, утечки отсутствуют (LE_y = 0), риск увеличения выбросов вне границ проекта не идентифицирован. Дополнительный мониторинг не требуется, за исключением ежегодной проверки соблюдения указанных условий.

10.3 Сокращение выбросов

Сокращение выбросов, достигаемое в результате проектной деятельности, определяется как разница между базовыми выбросами, проектными выбросами и утечками:

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y \quad (10.3)$$

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.).

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

Прогнозируемое сокращение выбросов парниковых газов представлено в таблице 10.4.

Таблица 10.4 – Прогнозируемое сокращение выбросов ПГ

Год реализации проекта (зачетный период)	Базовые выбросы, т CO_2-экв.	Проектные выбросы, т CO_2-экв.	Сокращение выбросов, т CO_2-экв.
	BE_y	PE_y	ER_y
2026	53 357	51 673	1 684
2027	31 320	30 332	988
2028	31 320	30 332	988
2029	31 406	30 414	992
2030	25 759	24 946	813
2031	28 169	27 281	888
2032	21 885	21 196	689
2033	18 689	18 100	589
2034	9 426	9 129	297
2035	4 713	4 563	150
Всего:	**256 044**	**247 966**	**8 078**

Сокращение выбросов парниковых газов за зачетный период с 01.01.2026 по 31.12.2035 составит **8 078** т CO_2-экв.

10.4 Неопределенность

Оценка неопределенности проводилась в соответствии с методическими указаниями МГЭИК 2006 (Том 1, Глава 3 Неопределенности) [21], GHG Protocol 2003: Short Guidance for Calculating Measurement and Estimation Uncertainty for GHG Emissions [22] и ГОСТ 34100.3-2017/ISO/IEC Guide 98-3:2008 «Неопределенность измерения. Часть 3. Руководство по выражению неопределенности измерения» [23].

Для расчета неопределенности также были использованы доступные данные о неопределенности по различным промышленным секторам/источникам выбросов Российской Федерации, опубликованным в Национальном докладе о кадастре антропогенных выбросов за 1990-2024 гг. [24].

Результаты расчета неопределенности представлены в Приложении Д.

Неопределенность составила 7,0 %. Согласно шкале, приведенной в GHG Protocol 2003: Short Guidance for Calculating Measurement and Estimation Uncertainty for GHG Emissions) [22], точность данных в диапазоне 5-15% является «хорошей».

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

11.1 Описание рисков

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

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

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 зачетный период.

Минимизация риска достигается путём рассмотрения всех допустимых базовых сценариев выбросов ПГ, эквивалентных с точки зрения полноты, согласованности, прозрачности и применимости с целью реализации проекта. 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 зачетный период.

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:

- оценкой остаточного ресурса оборудования на стадии проектирования;
- выбором нового оборудования с запасом ресурса, обеспечивающим безаварийную работу на весь зачетный период, на стадии проектирования;

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

Экологические риски

Экологические риски связаны с увеличением НВОС.

Экологические риски 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, 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, с сейсмическими особенностями региона, изменение или недостаточный учет которых может привести к повышению аварийности объектов и невыполнению мероприятий проекта. Также аномально низкие температуры наружного воздуха в зимний период могут привести к увеличению теплопотерь и, соответственно, к росту удельного расхода топлива.

Минимизация риска природных факторов достигается полнотой учета погодных, климатических и сейсмических особенностей региона на стадии проектирования. При расчете годового сокращения используется средний удельный расход за год, включающий зимний период, поэтому сезонные колебания усредняются. Отдельная корректировка не требуется.

Риски нарушения логистических связей

Данные риски обусловлены нарушением логистических связей с поставщиками оборудования и топлива (природного газа), приводящие к увеличению сроков поставки.

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

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 непостоянства (повторного высвобождения парниковых газов)

Не применим к данной проектной деятельности.

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

Согласно Приказу Минэкономразвития России от 11.05.2022 г. № 248 [8] мероприятия проекта не должны приводить к совокупному увеличению массы выбросов парниковых газов или снижению уровня их поглощения вне области влияния таких мероприятий.

Поскольку проектная деятельность не предусматривает передачу и замену оборудования, а также другие процессы, в результате которых произошло бы увеличение выбросов парниковых газов за границами проекта, утечки при реализации проекта отсутствуют.

11.2 Управление рисками

В результате идентификации и оценки рисков, которые могут существенно повлиять на сокращение выбросов ПГ по проекту и мер по управлению такими рисками 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 выполнения мероприятий по проекту: финансовые риски;

– в зачетный период: риск качества оценки базовой линии.

Идентифицированные риски и оценка вероятности их наступления на различных стадиях реализации проекта представлены в таблице 11.1.

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

№ п/п	Наименование риска	Стадия реализации КП	Вероятность возникновения	Влияние на проект	Период воздействия	Управление рисками	
						Меры минимизации рисков	Период реализации
1	Риск качества оценки базовой линии	разработка КП	средняя	**высокое**	подготовительный период	корректное определение БЛ	на стадии проектирования
		выполнение мероприятий по проекту	-	-	-	-	-
		зачетный период	средняя	**высокое**	01.01.2026-31.12.2035	ежегодный мониторинг первичных данных; верификация соблюдения условий базовой линии	01.01.2026-31.12.2035
2	Финансовые риски	разработка КП	низкая	**высокое**	подготовительный период	учет финансовых затрат с учетом инфляционных, валютных и инвестиционных изменений	на стадии проектирования
		выполнение мероприятий по проекту	средняя	**высокое**	06.03.2025-22.12.2025	мониторинг расходования выделенных средств	06.03.2025-22.12.2025
		зачетный период	низкая	среднее	01.01.2026-31.12.2035		01.01.2026-31.12.2035
3	Технологические риски	разработка КП	низкая	среднее	подготовительный период	оценка остаточного ресурса оборудования; выбор нового оборудования с запасом ресурса	на стадии проектирования
		выполнение мероприятий по проекту	низкая	среднее	06.03.2025-22.12.2025	соблюдение требований эксплуатации и режимных карт; проведение планово-предупредительных ремонтов; тепловизионный и вибрационный контроль; выполнение предписаний ЭПБ	06.03.2025-22.12.2025
		зачетный период	низкая	среднее	01.01.2026-31.12.2035		01.01.2026-31.12.2035

№ п/п	Наименование риска	Стадия реализации КП	Вероятность возникновения	Влияние на проект	Период воздействия	Управление рисками	
						Меры минимизации рисков	Период реализации
4	Экологические риски	разработка КП	-	-	-	-	-
		выполнение мероприятий	низкая	среднее	06.03.2025-22.12.2025	Наличие плана мероприятий при наступлении НМУ; автоматическое регулирование соотношения «газ-воздух»; обучение персонала	06.03.2025-22.12.2025
		зачетный период	низкая	среднее	01.01.2026-31.12.2035		01.01.2026-31.12.2035
5	Природные факторы риска	разработка КП	-	-	-	-	-
		выполнение мероприятий по проекту	средняя	низкое	06.03.2025-22.12.2025	мониторинг первичных данных	06.03.2025-22.12.2025
		зачетный период	средняя	низкое	01.01.2026-31.12.2035		01.01.2026-31.12.2035
6	Риски нарушения логистических связей	разработка КП	-	-	-	-	-
		выполнение мероприятий по проекту	низкая	низкое	06.03.2025-22.12.2025	Заключение договоров с фиксацией ответственности поставщика за сроки; мониторинг состояния оборудования; плановые ремонты; контроль бесперебойности поставок топлива	06.03.2025-22.12.2025
		зачетный период	низкая	среднее	01.01.2026-31.12.2035		01.01.2026-31.12.2035
7	Нормативно-правовые риски	разработка КП	низкая	низкое	подготовительный период	своевременное реагирование на изменения НПА	на стадии проектирования
		выполнение мероприятий по проекту	низкая	низкое	06.03.2025-22.12.2025		06.03.2025-22.12.2025
		зачетный период	низкая	среднее	01.01.2026-31.12.2035		01.01.2026-31.12.2035

№ п/п	Наименование риска	Стадия реализации КП	Вероятность возникновения	Влияние на проект	Период воздействия	Управление рисками	
						Меры минимизации рисков	Период реализации
8	Риск непостоянства	разработка КП	-	-	-	-	-
		выполнение мероприятий по проекту	-	-	-	-	-
		зачетный период	-	-	-	-	-
9	Риск увеличения выбросов ПГ вне границ проекта, вызванного мероприятиями проекта (утечки)	разработка КП	-	-	-	-	-
		выполнение мероприятий	-	-	-	-	-
		зачетный период	-	-	-	-	-

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, описанном в ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021 [10], приказе Министерства экономического развития России [8], методологии CDM AMS-II.D [11].

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 началом зачетного периода по проекту – с 01.01.2026 г.

12.2 Перечень параметров, подлежащих измерению и мониторингу

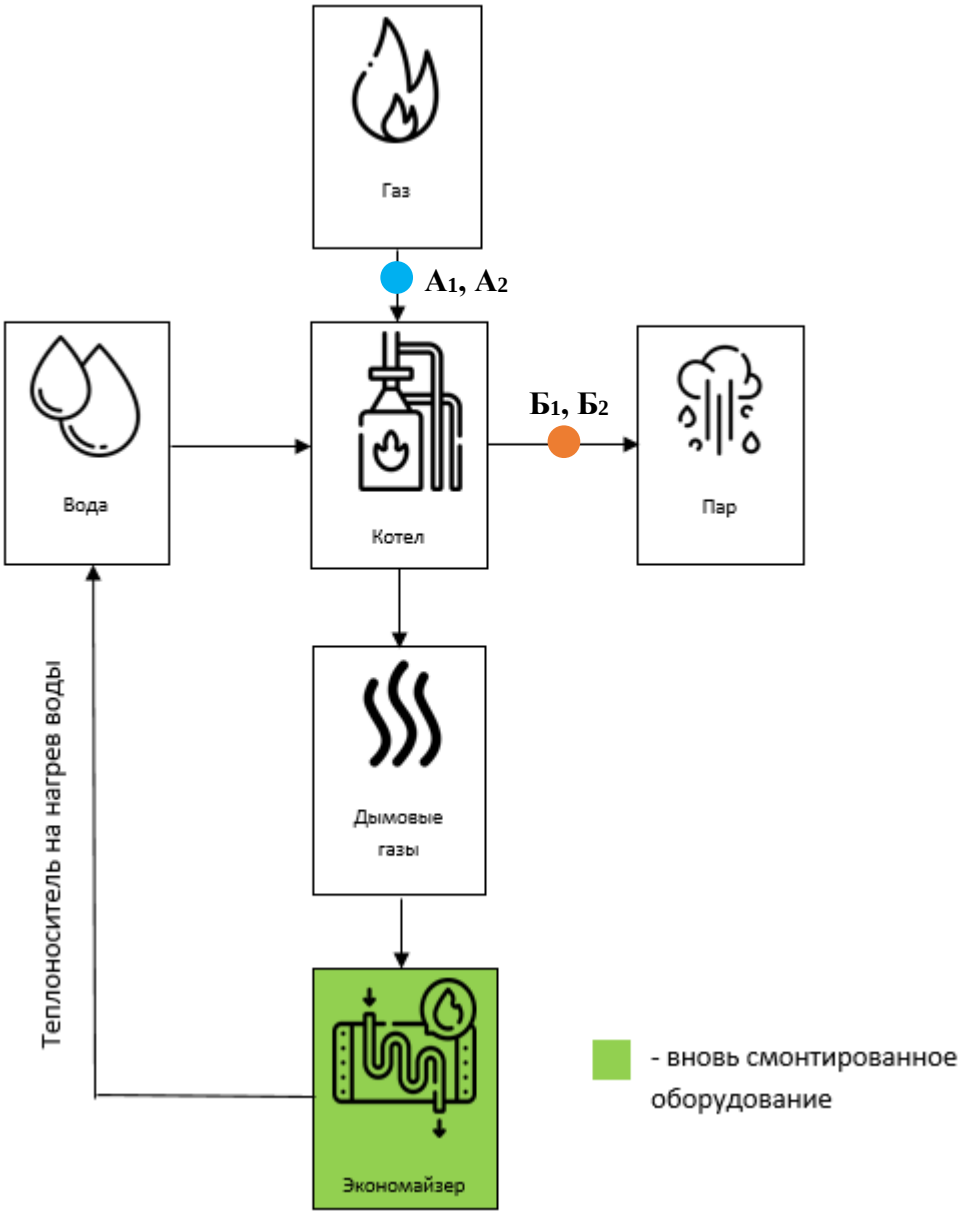
В перечень первичных данных, необходимых для достижения цели мониторинга, входит:

- выработка пара на котлах Е-25-2.9Г № 3 и № 4 в ходе проектной деятельности ($P_{PJ,i,y}$);
- объем природного газа, сожженного на котлах Е-25-2.9Г № 3 и № 4 ($FC_{j,y}$);
- низшая теплотворная способность природного газа ($NCV_{CO2,j}$);
- компонентный состав природного газа ($W_{i,j,y}$);
- температура пара на выходе ($T_{пар}$);
- давление пара на выходе (P).

12.3 Схема мониторинга

Точки мониторинга, на которых проводятся измерения параметров, указаны на рисунке 12.1.

Мониторинг выполняется в соответствии с признанными действующими методиками, устанавливающими порядок подготовки к проведению измерений, выполнение измерений и расчетов, оценку полученных результатов и меру возможной погрешности оцененного значения измеряемой величины, полученной как результат измерения.



Точки мониторинга:

- А1, А2 – контроль состава и расхода газа котлов № 3 и № 4.
- Б1, Б2 – контроль выработки пара котлами № 3 и № 4.

Рисунок 12.1 – Схема мониторинга

12.4 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 – 12.6.

Таблица 12.1 - Выработка пара на котлах Е-25-2.9Г № 3 и № 4

Данные/параметр	$P_{PJ,i,y}$
Единица измерения	Тонна
Наименование	Выработка пара на котлах Е-25-2.9Г № 3 и № 4
Метод сбора данных	Инструментальный
Источник данных	Преобразователь расхода вихревой ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200). Заводские (серийные) номера: 23284 и 23287
Точка мониторинга	$Б_1$, $Б_2$ на рисунке 12.1
Методика измерений (если есть)	ГОСТ Р 8.563-2009 [25]
Частота мониторинга	Ежесуточно
Процедуры обеспечения и контроля качества	Контроль осуществляется ежедневно ответственным лицом, данные передаются в диспетчерскую с фиксацией в журнале отчета
Способ хранения	Электронный

Таблица 12.2 – Объем природного газа, сожжённого на котлах Е-25-2.9Г № 3 и № 4

Данные/параметр	$FC_{j,y}$
Единица измерения	$м^3$
Наименование	Объем природного газа, сожжённого на котлах Е-25-2.9Г № 3 и № 4
Метод сбора данных	Инструментальный
Источник данных	Комплексы для измерения количества газа СГ-ЭК (тип СГ-ЭК-Т): - счетчик газа турбинный TRZ G650 (зав. № 1319110007); корректор объема газа EK270 (зав. № 1119110028); - счетчик газа турбинный TRZ G650 (зав. № 1319110006); корректор объема газа EK270 (зав. № 1119110027).
Точка мониторинга	А1, А2 на рисунке 12.1
Методика измерений (если есть)	ГОСТ Р 8.740-2023 [26]
Частота мониторинга	Ежесуточно
Процедуры обеспечения и контроля качества	Контроль осуществляется ежедневно ответственным лицом, данные передаются в диспетчерскую с фиксацией в журнале отчета
Способ хранения	Электронный

Таблица 12.3 – Низшая теплотворная способность природного газа

Данные/параметр	$NCV_{CO2,j}$
Единица измерения	МДж/м^3
Наименование	Низшая теплотворная способность природного газа
Метод сбора данных	Документальный (приемка готовых результатов измерений)
Источник данных	Паспорт качества природного газа
Точка мониторинга	-
Методика измерений (если есть)	ГОСТ 31369-2021 [27]
Частота мониторинга	Ежемесячно
Процедуры обеспечения и контроля качества	Определяется на основании протоколов (паспортов) качества, ежемесячно предоставляемых поставщиком в рамках [20]. Допускается также проведение собственных измерений в аккредитованной лаборатории.
Способ хранения	Бумажный / электронный

Таблица 12.4 – Компонентный состав природного газа

Данные/параметр	$W_{i,j,y}$
Единица измерения	% мол.
Наименование	Молярная доля *i*-компонента газообразного топлива *j*
Метод сбора данных	Документальный (приемка готовых результатов измерений)
Источник данных	Паспорт качества природного газа
Точка мониторинга	-
Методика измерений (если есть)	ГОСТ 31371.1-2020 [28]
Частота мониторинга	Ежемесячно
Процедуры обеспечения и контроля качества	Определяется на основании протоколов (паспортов) качества, ежемесячно предоставляемых поставщиком в рамках договора [20]. Допускается также проведение собственных измерений в аккредитованной лаборатории.
Способ хранения	Бумажный / электронный

Таблица 12.5 – Температура пара на выходе

Данные/параметр	$T_{пар}$
Единица измерения	°C
Наименование	Температура пара на выходе
Метод сбора данных	Инструментальный
Источник данных	Датчики температуры типа ТСПТ, ТСМТ с заводскими номерами 0248-10-7 и 0248-10-5
Точка мониторинга	$Б_1$, $Б_2$ на рисунке 12.1
Методика измерений (если есть)	-
Частота мониторинга	Ежесуточно
Процедуры обеспечения и контроля качества	Контроль осуществляется ежедневно ответственным лицом, данные передаются в диспетчерскую с фиксацией в журнале отчета
Способ хранения	Электронный

Таблица 12.6 – Давление пара на выходе

Данные/параметр	P
Единица измерения	Атм.
Наименование	Давление пара на выходе
Метод сбора данных	Инструментальный
Источник данных	Датчики давления ИД-F с заводскими номерами 252707 и 252708
Точка мониторинга	$Б_1$, $Б_2$ на рисунке 12.1
Методика измерений (если есть)	-
Частота мониторинга	Ежесуточно
Процедуры обеспечения и контроля качества	Контроль осуществляется ежедневно ответственным лицом, данные передаются в диспетчерскую с фиксацией в журнале отчета
Способ хранения	Электронный

12.5 Данные и параметры, зафиксированные предварительно

Таблица 12.7 – Удельное потребление энергии

Данные/параметр	SEC_i
Единица измерения	МВт·ч/т пара
Наименование	Удельное потребление энергии на единицу продукции в базовом периоде для группы оборудования *i*
Метод сбора данных	Расчет на основе архивных данных за период 2022-2025 гг.
Источник данных	Параметр получен расчетным путем по формуле 9.2 с использованием фактических данных за трехлетний период, предшествующий дате начала реализации проекта, – с 01 декабря 2022 г. по 30 ноября 2025 г.: - протоколов (паспортов) качества природного газа [18], ежемесячно предоставляемых поставщиком в рамках договора [20]. - ежесуточных расходов природного газа (комплексы для измерения количества газа СГ-ЭК) и выработки пара на котлах Е-25-2.9Г № 3 и № 4 (преобразователи расхода вихревые ЭМИС-ВИХРЬ 200) [19].
Точка мониторинга	-
Методика измерений (если есть)	-
Частота мониторинга	-
Процедуры обеспечения и контроля качества	Использованы данные за периоды штатной работы котлов № 3 и № 4 котельной «Подлесная» (исключены плановые остановы, аварийные простои, СМР).
Способ хранения	Электронный
Значение зафиксированного параметра	SEC_i = 0,81059 МВт·ч/т пара

Таблица 12.8 – Коэффициент окисления топлива

Данные/параметр	$OF_{j,y}$
Единица измерения	-
Наименование	Коэффициент окисления топлива *j* (в долях)
Метод сбора данных	Документальный (нормативно-справочный)
Источник данных	п. 1.7 Приложения № 2 к методике количественного определения объема выбросов парниковых газов, утвержденной приказом Минприроды России от 27.05.2022 № 371 [12]
Точка мониторинга	-
Методика измерений (если есть)	-
Частота мониторинга	-
Процедуры обеспечения и контроля качества	Осуществляется отслеживание ответственным лицом изменений и дополнений к Приказу Минприроды России от 27.05.2022 № 371. При внесении изменений в указанный документ организацией своевременно пересматриваются применяемые табличные значения и расчетные подходы в соответствии с новой редакцией. Проверка изменений проводится не реже одного раза в год с использованием официальных источников. Все используемые нормативные документы хранятся в организации в актуальной редакции.
Способ хранения	Электронный
Значение зафиксированного параметра	$OF_{j,y}$ = 1 (соответствует 100 % окислению топлива) независимо от применяемых процессов стационарного сжигания топлива, кроме сжигания углеводородных газов в факелах [12]

Таблица 12.9 – Плотность диоксида углерода

Данные/параметр	ρ_{CO2}
Единица измерения	кг/м^3
Наименование	Плотность диоксида углерода
Метод сбора данных	Документальный (нормативно-справочный)
Источник данных	Таблица 1.2 Приложения № 2 к методике количественного определения объема выбросов парниковых газов, утвержденной приказом Минприроды России от 27.05.2022 № 371 [12]
Точка мониторинга	-
Методика измерений (если есть)	-
Частота мониторинга	-
Процедуры обеспечения и контроля качества	Осуществляется отслеживание ответственным лицом изменений и дополнений к Приказу Минприроды России от 27.05.2022 № 371. При внесении изменений в указанный документ организацией своевременно пересматриваются применяемые табличные значения и расчетные подходы в соответствии с новой редакцией. Проверка изменений проводится не реже одного раза в год с использованием официальных источников. Все используемые нормативные документы хранятся в организации в актуальной редакции.
Способ хранения	Электронный
Значение зафиксированного параметра	ρ_{CO2} = 1,8393 кг/м^3

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

Лица, ответственные за проведение мониторинга, назначаются соответствующим распоряжениям. 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. Изменение зарегистрированных данных осуществляется в порядке, установленном Инструкцией по делопроизводству ПАО «Татнефть» [29].

Организация деятельности по учету и расчетам выбросов ПГ ведется в соответствии со стандартом ПАО «Татнефть» им. В. Д. Шашина СТО ТН 513-2025 «Управление выбросами парниковых газов» [30], в котором установлен централизованный подход к сбору данных, контролю и консолидации полученной информации по выбросам парниковых газов.

Лица, ответственные за проведение мониторинга, представлены в таблице 12.10.

Таблица 12.10 – Лица, ответственные за проведение мониторинга

№ п/п	Наименование параметра мониторинга	Подразделение, ответственное за проведение мониторинга
1	Выработка пара на котлах Е-25-2.9Г № 3 и № 4 ($P_{PJ,i,y}$)	Отдел по эксплуатации и ремонту теплоэнергетического оборудования СП «Татнефть-Добыча»
2	Объем природного газа, сожженного на котлах Е-25-2.9Г № 3 и № 4 ($FC_{j,y}$)	
3	Низшая теплотворная способность природного газа ($NCV_{CO2,j}$)	
4	Компонентный состав природного газа ($W_{i,j,y}$)	
5	Температура пара на выходе ($T_{пар}$)	
6	Давление пара на выходе (P)	
7	Контроль, сбор и консолидация данных. Составление Отчёта о реализации климатического проекта	Отдел исследовательских и аналитических работ ЦПЭБ ЦОБ

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

Система управления информацией о парниковых газах соответствует требованиям «Политики Группы «Татнефть» в области интегрированной системы менеджмента. Требования и руководство по применению» [31], а также «Политики ПАО «Татнефть» им. В. Д. Шашина в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды с учетом изменения климата» [32].

При проведении внутреннего аудита интегрированной системы менеджмента выполняется аудит процедур мониторинга.

Ответственность за архивирование и обеспечение сохранности данных мониторинга возложена на отдел ИиАР ЦПЭБ ЦОБ ПАО «Татнефть». Документы хранятся в системе электронного документооборота. Срок хранения данных мониторинга составляет 2 года после завершения зачетного периода.

Измерение параметров (выработка пара, потребление природного газа, давление и температура пара на выходе котлов Е-25-2.9Г № 3 и № 4) осуществляется в непрерывном режиме штатными приборами учета. Ежедневный съем показаний выполняется операторами котельных, на основании которых диспетчер формирует отчеты.

Для обеспечения достоверности результатов мониторинга все средства измерений, используемые в рамках климатического проекта, подлежат периодической поверке в соответствии с требованиями Федерального закона от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» и приказами Росстандарта. Ответственность за своевременную поверку возлагается на отдел АСУТП, метрологии и информационных технологий. Контроль соблюдения графиков поверок осуществляется ежегодно [33]. Использование средства измерения с истекшим сроком поверки для целей мониторинга не допускается.

Контроль актуальности паспортов качества газа возложен на инженера ОЭиРТЭО УСПП СП «Татнефть-Добыча» и проводится на ежемесячной основе.

Итоговые отчеты консолидируются и хранятся у инженера ОИиАР ЦПЭБ ЦОБ для последующего использования при подготовке отчета о реализации климатического проекта.

12.8 План мониторинга

План мониторинга представлен в таблице 12.11.

Таблица 12.11 – План мониторинга

№ п/п	Показатель	Источник данных	Ед. изм.	Действия с показателем мониторинга	Частота проведения мониторинга	Способ хранения
1	Выработка пара на котлах Е-25-2.9Г № 3 и № 4 ($P_{PJ,i,y}$)	Узлы учета пара (Б$_1$, Б$_2$ на рисунке 12.1)	тонна	измерение	ежедневно	электронный
2	Объем природного газа, сожженного на котлах Е-25-2.9Г № 3 и № 4 ($FC_{j,y}$)	Приборы учета расхода газа (А$_1$, А$_2$ на рисунке 12.1)	м^3	измерение	ежедневно	электронный
3	Низшая теплотворная способность природного газа ($NCV_{CO2,j}$)	Паспорт качества природного газа	МДж/м^3	измерение, расчет	1 раз в месяц	бумажный / электронный
4	Компонентный состав природного газа ($W_{i,j,y}$)	Паспорт качества природного газа	% мол	измерение, расчет	1 раз в месяц	бумажный / электронный
5	Температура пара на выходе ($T_{пар}$)	Датчики температуры (Б$_1$, Б$_2$ на рисунке 12.1)	℃	измерение	ежедневно	электронный
6	Давление пара на выходе (P)	Приборы учета давления пара (Б$_1$, Б$_2$ на рисунке 12.1)	атм	измерение	ежедневно	электронный
7	Определение выбросов ПГ	По результатам мониторинга	т CO_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.

12.9 Организационная структура, компетенции и обязанности лиц, осуществляющих мониторинг

Политика отчетности и надзора за деятельностью по мониторингу устанавливаются в соответствии с требованиями стандарта организации [30].

Матрица ответственности должностных лиц в процессе мониторинга представлена в таблице 12.12.

Таблица 12.12 – Матрица ответственности в процессе мониторинга

Задача мониторинга	Отдел по эксплуатации и ремонту теплоэнергетического оборудования СП «Татнефть-Добыча»	Отдел АСУТП, метрологии и информационных технологий	ЦПЭБ	Зам. генерального директора по ПБ ОТиЭ
Сбор измеряемых данных	О		К	
Передача данных	О		К	
Согласование полученных данных и отчетов	О		К, И, КК	
Калибровка, техническое обслуживание	О, КК	О		
Подготовка ежемесячных, ежеквартальных и ежегодных отчетов			О, КК, И	И
Архивирование данных и отчетов			О, И	
Расчет сокращения выбросов	У	И	К, И, КК	И

Примечание:
Условные сокращения, принятые в таблице:
О – ответственность за сбор данных;
К – координация;
КК – контроль качества;
И – информирование;
У – участие.

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

Организация деятельности по учету и расчетам выбросов ведется в соответствии с внутренним стандартом организации СТО ТН 513-2025 «Управление выбросами парниковых газов» [30].

В Группе «Татнефть» закреплен централизованный подход к сбору данных по выбросам парниковых газов, для консолидации выбросов используется подход на основе контроля.

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.

Установленные приборы учета обслуживаются и калибруются в соответствии с законодательством РФ в области метрологического обеспечения.

12.11 Управление качеством данных мониторинга

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

- поддержание в рабочем состоянии полной информационной системы по парниковым газам;
- 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. Договор поставки (покупки экономайзера) № 0350/2025/1508/790 от 06.03.2025 между АО «Пром-инжиниринг» и ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина.
2. Акт запуска в работу конденсационного экономайзера УТ-200-24-240 НЖ зав.№ УТ-2581 от 22.12.2025.
3. Производственная инструкция для операторов котельной по безопасному обслуживанию блочно-модульных котельных установок БМКУ-50, БМКУ-25, работающих на газообразном топливе котельной СВН «Подлесная». – АО «Альметьевские тепловые сети», 2024.
4. Техническое перевооружение котельной «Подлесная» с установкой конденсационного экономайзера для подогрева воды в БМКУ-50. Рабочая документация. Тепломеханические решения. 14073-ТМ. – ТатНИПИнефть, 2025.
5. Производственная инструкция для операторов котельной по безопасному обслуживанию БМКУ-50, БМКУ-25 на газообразном топливе котельной СВН «Подлесная» (с конденсационным экономайзером). – АО «Альметьевские тепловые сети», 2026.
6. Конденсационный экономайзер УТ-200-24-240 НЖ. Паспорт. Заводской номер УТ-2581. – АО «Промышленный инжиниринг», 2025.
7. Паровой котел Е-25-2,9Г. Паспорт. Заводские номера 073, 075. – ООО «ПКЦ «Бийскэнергопроект», 2019.
8. 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».
9. Федеральный закон «Об ограничении выбросов парниковых газов» от 02.07.2021 № 296-ФЗ.
10. 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».
11. CDM AMS-II.D Small-scale Methodology «Energy efficiency and fuel switching measures for industrial facilities» (Version 13.0) (пер. с англ.: CDM AMS-II.D Маломасштабная методология «Меры по повышению энергоэффективности и переходу на другое топливо для промышленных объектов» (Версия 13.0).
12. Приказ Минприроды России от 27.05.2022 № 371 «Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов».
13. Выписка из Единого государственного реестра недвижимости об основных характеристиках и зарегистрированных правах на объект недвижимости от 20.05.2021 на земельный участок с кадастровым номером 16:25:070201:354.
14. Экспертное заключение № 17901-2025 от 19.08.2025 на проект санитарной-защитной зоны для котельной «Подлесная» НГДУ «Елховнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина.

15. Санитарно-эпидемиологическое заключение № 16.11.11.000Т.001645.09.25 от 04.09.2025 на проект санитарной-защитной зоны для котельной «Подлесная» НГДУ «Елховнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина.

16. TOOL21 Methodological tool. Demonstration of additionality of small -scale project activities, Version 13.1 (пер. с англ.: Методологический инструмент. Демонстрация дополнительности маломасштабных проектных мероприятий, Версия 13.1).

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).

18. Паспорта качества газа горючего природного за 2022-2025 гг.

19. Сведения о работе оборудования котельной «Подлесная» за 2022-2025 гг.

20. Договор поставки газа № 19790 от 22.11.2024 г. между ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина и АО «Газпром межрегионгаз Казань».

21. Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов, МГЭИК 2006 (Том 1, Глава 3 Неопределенности). – URL: https://www.ipccnggip.iges.or.jp/public/2006gl/russian/pdf/1_Volume1/V1_3_Ch3_Uncertainties.pdf.

22. 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. – URL: https://ghgprotocol.org/sites/default/files/2023-03/ghg-uncertainty.pdf.

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

24. Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов парниковых газов из источников и их абсорбции поглотителями за 1990-2024 гг. Ч. 2: Литература и источники данных. Приложения, 2026.

25. ГОСТ Р 8.563-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Методики (методы) измерений».

26. ГОСТ Р 8.740-2023 «Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Расход и объем газа. Методика (метод) измерений с применением турбинных, ротационных и вихревых расходомеров и счетчиков».

27. ГОСТ 31369-2021 «Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава (с Поправками)».

28. ГОСТ 31371.1-2020 «Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 1. Общие указания и определение состава (с Поправками)».

29. Приказ от 04.11.2023 № 348/МНУ-Пр (0002) «Об утверждении и введении в действие Инструкции по делопроизводству и документообороту в публичном акционерном обществе «Татнефть» имени В.Д. Шашина».

30. СТО ТН 513-2025 «Управление выбросами парниковых газов».

31. СТО ТН 639-2020 «Политика Группы «Татнефть» в области интегрированной системы менеджмента. Требования и руководство по применению».

32. СТО ТН 510-2019 «Политика ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды с учетом изменения климата».

33. График периодической поверки СИ по котельной «Подлесная» на 2026 год № 2064232 от 18.11.2025.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение А

Планируемая выработка пара и расход газа на котлах Е-25-2.9Г № 3 и № 4 за период 2026-2035 гг.

Таблица 1 - Планируемая выработка пара

Год	Выработка пара, т
2026	328 320
2027	192 720
2028	192 720
2029	193 248
2030	158 500
2031	173 333
2032	134 667
2033	115 000
2034	58 000
2035	29 000
Всего	**1 575 508**

Таблица 2 - Расчетный расход газа

Год	Объем природного газа, тыс.м^3
2026	27 595
2027	16 198
2028	16 198
2029	16 242
2030	13 322
2031	14 569
2032	11 319
2033	9 666
2034	4 875
2035	2 437
Всего	**132 421**

Примечание:

86,79 - Удельный расход природного газа до установки КЭ, согласно историческим данным за 3 года, м^3/т пара;

84,05 - Удельный расход природного газа с пересчетом экономии по тех. документации установки КЭ (на 3,16 %, м^3/т пара).

Приложение Б

Сводная информация по компонентному составу и низшей теплоте сгорания природного газа за 2022-2025 гг. согласно паспортам качества газа [18]

Дата	метан	этан	пропан	изобутан	н-бутан	неопентан	изопентан	н-пентан	C_6	гелий	водород	кислород	азот	CO_2	*NCV*, МДж/м^3
	молярная доля, %														
дек.2022	93,65	2,54	0,620	0,0420	0,0590	<0,0005	0,0156	0,011	0,0037	0,0078	0,0056	0,0074	2,91	0,129	33,5
янв.2023	92,96	2,75	0,820	0,0660	0,0710	0,0006	0,0128	0,009	0,0032	0,0125	0,0082	<0,005	3,18	0,110	33,59
фев.2023	93,66	2,42	0,730	0,0550	0,0810	0,0006	0,0196	0,014	0,0026	0,0084	0,0058	<0,005	2,92	0,085	33,57
мар.2023	93,06	2,39	0,760	0,0720	0,0950	0,00051	0,0271	0,0182	0,0047	0,0092	0,0043	0,0053	3,49	0,069	33,44
апр.2023	88,04	3,76	1,670	0,0970	0,1610	<0,0005	0,0326	0,0242	0,0041	0,0195	0,0061	0,0088	6,16	0,0251	33,46
май.2023	92,47	2,61	0,670	0,0680	0,0920	<0,0005	0,0200	0,0150	0,0040	0,0096	0,0015	0,0050	4,02	0,0224	33,27
июн.2023	92,44	2,82	0,640	0,0740	0,0820	<0,0005	0,0180	0,0130	0,0037	0,0079	0,0022	0,0054	3,85	0,0510	33,34
июл.2023	92,33	2,92	0,680	0,0610	0,1030	0,0011	0,0263	0,0198	0,0106	0,0090	0,0012	0,0071	3,82	0,0145	33,44
авг.2023	91,65	3,67	1,280	0,1660	0,2270	0,0024	0,0614	0,0480	0,0051	0,0142	0,0027	0,0054	2,82	0,0540	34,51
сен.2023	93,73	2,67	0,920	0,1100	0,1420	0,0013	0,0269	0,0186	0,0036	0,0103	0,0086	0,0096	2,19	0,1600	34,06
окт.2023	89,26	5,09	0,900	0,0780	0,1470	0,0006	0,0260	0,0182	0,0046	0,0246	0,0075	0,0066	4,39	0,0473	33,96
ноя.2023	93,12	2,72	0,713	0,0770	0,1440	<0,0005	0,0270	0,0215	0,0019	0,0101	0,0057	0,0089	3,08	0,079	33,67
дек.2023	93,16	2,81	0,620	0,0650	0,1080	0,0006	0,0229	0,0179	0,0021	0,0100	0,0029	<0,005	3,12	0,065	33,59
янв.2024	94,58	2,53	0,610	0,0680	0,0830	0,0006	0,0183	0,0122	0,0036	0,0096	0,0060	<0,005	1,98	0,106	33,85
фев.2024	94,13	2,62	0,640	0,0530	0,0870	0,0008	0,0221	0,0199	0,0047	0,0095	0,0064	0,0078	2,27	0,131	33,8
мар.2024	93,69	2,42	0,620	0,0690	0,0790	<0,0005	0,0186	0,0146	0,0040	0,0076	0,0026	0,0089	3,02	0,048	33,5
апр.2024	92,61	3,01	0,770	0,0730	0,1850	0,0012	0,0760	0,0660	0,0030	0,0152	0,0025	0,0117	3,14	0,055	33,88
май.2024	92,31	3,13	0,640	0,0620	0,0660	0,00074	0,0413	0,0345	0,0035	0,0123	0,0027	0,0178	3,66	0,027	33,51
июн.2024	93,29	2,44	0,730	0,1020	0,0695	0,00072	0,0516	0,0395	0,0015	0,0111	0,0068	0,0304	3,13	0,112	33,57
июл.2024	93,40	2,56	0,501	0,1100	0,0770	0,0007	0,0395	0,0400	0,0023	0,0100	0,0066	0,0066	3,15	0,101	33,49
авг.2024	93,42	2,11	0,346	0,1250	0,0496	<0,0005	0,0135	0,0108	0,0017	0,0139	0,0043	0,0102	3,85	0,0486	33,01
сен.2024	91,76	3,92	0,930	0,1540	0,1590	0,0011	0,0562	0,0424	0,0068	0,0205	0,0146	0,0264	2,737	0,179	34,29
окт.2024	90,12	4,23	0,700	0,1430	0,1050	<0,0005	0,0281	0,0236	0,0042	0,0158	0,0046	0,0281	4,54	0,062	33,6
ноя.2024	93,91	2,54	0,560	0,1160	0,1100	0,00089	0,0209	0,0164	0,0038	0,0108	0,0061	0,0158	2,58	0,106	33,69
дек.2024	93,33	2,88	0,600	0,0780	0,0900	<0,0005	0,0158	0,0122	0,0079	0,0100	0,0035	0,0051	2,90	0,088	33,65
янв.2025	93,93	2,46	0,412	0,1830	0,0510	<0,005	0,0124	0,0096	<0,005	0,0086	<0,005	0,0161	2,85	0,072	33,51
фев.2025	93,59	2,62	0,570	0,1450	0,0610	<0,005	0,0136	0,0109	0,0066	0,0080	<0,005	0,0087	2,87	0,099	33,6
мар.2025	93,63	2,80	0,499	0,1340	0,0483	<0,005	0,0111	0,0088	<0,005	0,0096	<0,005	0,0060	2,78	0,0787	33,62
апр.2025	93,45	2,42	0,424	0,0345	0,0273	<0,005	0,0064	<0,005	<0,005	0,0060	<0,005	0,0125	3,59	0,0326	33,12
май.2025	93,73	2,57	0,409	0,0053	0,0253	<0,005	0,0074	0,0052	<0,005	0,0065	<0,005	0,0170	3,20	0,0326	33,26
июн.2025	93,65	2,47	0,397	0,0559	0,0227	<0,005	<0,005	<0,005	<0,005	<0,005	<0,005	0,0106	3,38	0,0150	33,21
июл.2025	93,01	2,06	0,410	0,3510	0,1610	<0,005	0,0102	0,0100	<0,005	0,0052	<0,005	0,0129	3,93	0,0496	33,26
авг.2025	93,44	2,49	0,620	0,0890	0,1060	<0,005	0,0279	0,0277	<0,005	0,0108	<0,005	0,0130	3,13	0,0480	33,54
сен.2025	90,18	4,64	1,360	0,1800	0,1800	<0,005	0,0540	0,0390	<0,005	0,0139	<0,005	0,0214	3,13	0,2070	34,6
окт.2025	89,60	4,68	0,860	0,1140	0,1510	<0,005	0,0286	0,0229	0,0108	0,0212	<0,005	0,0058	4,48	0,0381	33,85
ноя.2025	92,90	2,21	0,599	0,3510	0,0710	<0,005	0,0106	0,0067	<0,005	0,0064	<0,005	0,0219	3,8	0,0298	33,37
Среднее	**92,70**	**2,92**	**0,701**	**0,1063**	**0,0994**	**0,0009**	**0,0263**	**0,0212**	**0,0044**	**0,0113**	**0,0052**	**0,0120**	**3,33**	**0,074**	**33,62**

Приложение В

Расчет коэффициента $EF_{CO2,y}$

Коэффициент $EF_{CO2,y}$ рассчитан для сжигания природного газа согласно п. 1.6 Приложения № 2 к методике количественного определения объема выбросов парниковых газов, утвержденной приказом Минприроды России от 27.05.2022 № 371 [12] по формуле:

$$EF_{CO2,j,y} = \sum_{i=1}^{n} (W_{i,j,y} \times n_{C,i}) \times \rho_{CO2} \times 10^{-2} \quad (1)$$

Условные обозначения и значения параметров, использованных в формуле 1, представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Условные обозначения и значения параметров, использованных в формуле 1

Условное обозначение	Значение	Единицы измерения	Пояснения
$EF_{CO2,j,y}$	1,87256	т CO_2/тыс. м^3	Коэффициент выбросов CO_2 от сжигания газообразного топлива *j* за период *y*.
$W_{i,j,y}$	табл. 2	% мол.	Молярная доля *i*-компонента газообразного топлива *j* за период *y*. *Использованы усредненные исторические данные за трехлетний период, предшествующий дате начала реализации проекта, – с 01 декабря 2022 г. по 30 ноября 2025 г., согласно паспортам качества газа* (Приложение Б).
$n_{C,i}$	табл. 2	-	Количество атомов углерода в молекуле *i*-компонента газообразного топлива.
ρ_{CO2}	1,8393	кг/м^3	Плотность диоксида углерода. *Принята по таблице 1.2 Приложения № 2 к методике количественного определения объема выбросов парниковых газов, утв. приказом Минприроды России от 27.05.2022 № 371* [12].

Таблица 2 – Параметры количественной оценки коэффициента выбросов CO_2

Наименование *i*-компонента	$W_{i,j,y}$	$n_{C,i}$
метан	92,70	1
этан	2,92	2
пропан	0,701	3
изобутан	0,1063	4
н-бутан	0,0994	4
неопентан	0,0009	5
изопентан	0,0263	5
н-пентан	0,0212	5
углеводороды C_6	0,0044	6
гелий	0,0113	0
водород	0,0052	0
кислород	0,0120	0
азот	3,33	0
CO_2	0,074	1

Пересчет коэффициента выбросов CO_2 из объемных единиц (т/тыс. м³) в энергетические (т/МВт·ч) выполнен по формуле:

$$EF_{CO2,j,y} = \frac{EF_{CO2,volume} \times 3600}{NCV \times 1000} \quad (2)$$

Условные обозначения и значения параметров, использованных в формуле 2, представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Условные обозначения и значения параметров, использованных в формуле 2

Условное обозначение	Значение	Единицы измерения	Пояснения
$EF_{CO2,j,}$	0,20049	т CO_2/МВт·ч	Коэффициент выбросов CO_2 от сжигания газообразного топлива (природного газа) за период *y*.
$EF_{CO2,volume}$	1,87256 (табл. 1)	т CO_2/тыс. м^3	
NCV	33,62	МДж/м³	Средняя низшая теплота сгорания природного газа. *Значение приведено согласно протоколам качества природного газа за трехлетний период, предшествующий дате начала реализации проекта, – с 01 декабря 2022 г. по 30 ноября 2025 г.* (Приложение Б).
-	3600	МДж	Коэффициент перевода из МДж в МВт·ч: 1 МВт·ч = 3,6 ГДж = 3600 МДж
-	1000	-	Переводной коэффициент от м³ к тыс. м³: 1 тыс. м³ = 1000 м³

Приложение Г

Сводные данные за 2022-2025 гг. по расходу природного газа и выработке пара [19]

Период	Выработка пара, т			Расход газа, $м^3$		
	КА №3	**КА 4**	**КА №3,4**	**КА №3**	**КА №4**	**КА №3,4**
01.12.2022-30.11.2023	67 089,50	83 185,90	150 275,40	6 123 595,00	7 563 489,00	13 687 084,00
01.12.2023-30.11.2024	127 878,30	103 530,10	231 408,40	11 207 645,00	8 935 754,00	20 143 399,00
01.12.2024-30.11.2025	115 153,10	120 304,40	235 457,50	9 634 106,90	10 095 010,00	19 729 116,90
01.12.2022-30.11.2025 (3 года)	310 120,90	307 020,40	617 141,30	26 965 346,90	26 594 253,00	53 559 599,90
Среднегодовое значение	205 713,77			8 988 448,97	8 864 751,00	17 853 199,97
Удельный расход газа	53 559 599,9 / 617 141,30 = 86,79 $м^3$/т пара					

Приложение Д

Расчет неопределенности

Показатель для расчета	Метод расчета	Тип неопределенности по ГОСТ 34100.1-2017/ISO/IEC Guide 98-3:2009 [23]	Входные данные	Неопреде-ленность,%
Базовый сценарий				
Выработка пара на котлах № 3 и № 4	Принимается согласно НДК [24]	B (Метод оценивания неопределенности, отличный от статистического анализа ряда наблюдений)	Экспертная оценка данных о производственной деятельности для сектора «Другие сектора и виды сжигания топлива, не учтенные ранее» согласно НДК [24]	5 (a)
Потребление энергии на тонну пара	Стандартное отклонение (s) рассчитывается согласно GHG Protocol 2003: Short Guidance for Calculating Measurement and Estimation Uncertainty for GHG Emissions) [22] по формуле раздела 6.2 п. 3: $$s = \sqrt{\frac{1}{n-1}\sum_{k=1}^{n}(x_k - \bar{x})^2}$$ где: s – стандартное отклонение в абсолютных единицах (МВт*ч/т); n – количество измерений; x_k – значение параметра (МВт*ч/т); $\bar{x}$ – среднее значение параметра (МВт*ч/т). По формуле раздела 6.2 п. 4 рассчитываем значение доверительного интервала (неопределенности) для показателя: $$a = \frac{s \cdot t}{\sqrt{n}}$$ где: a – доверительный интервал (неопределенность) показателя в абсолютных единицах (МВт*ч/т); s – стандартное отклонение в абсолютных единицах (МВт*ч/т);	A (Метод оценивания неопределенности путем статистического анализа ряда наблюдений)	Ежедневные сводные данные, агрегируемые в ежемесячные показатели	5,68 (b) 71

	n – количество измерений; t – коэффициент Стьюдента (принимается согласно [22] для уровня достоверности 95%). Для перевода значения, представленного в абсолютных единицах, в % необходимо: a / $\bar{x}$ × 100%.			
Коэффициент выбросов CO_2 от сжигания топлива	Стандартное отклонение (s) рассчитывается согласно GHG Protocol 2003: Short Guidance for Calculating Measurement and Estimation Uncertainty for GHG Emissions) [22] по формуле раздела 6.2 п. 3: $$s = \sqrt{\frac{1}{n-1}\sum_{k=1}^{n}(x_k - \bar{x})^2}$$ где: s – стандартное отклонение в абсолютных единицах ($тCO_2$/тыс.$м^3$); n – количество измерений; x_k – значение параметра ($тCO_2$/тыс.$м^3$); $\bar{x}$ – среднее значение параметра ($тCO_2$/тыс.$м^3$). По формуле раздела 6.2 п. 4 рассчитываем значение доверительного интервала (неопределенности) для показателя: $$a = \frac{s \cdot t}{\sqrt{n}}$$ где: a – доверительный интервал (неопределенность) показателя в абсолютных единицах ($тCO_2$/тыс.$м^3$); s – стандартное отклонение в абсолютных единицах ($тCO_2$/тыс.$м^3$); n – количество измерений; t – коэффициент Стьюдента (принимается согласно [22] для уровня достоверности 95%). Для перевода значения, представленного в абсолютных единицах, в % необходимо: a / $\bar{x}$ × 100%.	A (Метод оценивания неопределенности путем статистического анализа ряда наблюдений)	Ежемесячный свод данных	0,073 (f_1)

Коэффициент низшей теплоты сгорания природного газа	Стандартное отклонение (s) рассчитывается согласно GHG Protocol 2003: Short Guidance for Calculating Measurement and Estimation Uncertainty for GHG Emissions) [22] по формуле раздела 6.2 п. 3: $$s = \sqrt{\frac{1}{n-1}\sum_{k=1}^{n}(x_k - \bar{x})^2}$$ где: s – стандартное отклонение в абсолютных единицах (МДж/м^3); n – количество измерений; x_k – значение параметра (МДж/м^3); $\bar{x}$ – среднее значение параметра (МДж/м^3). По формуле раздела 6.2 п. 4 рассчитываем значение доверительного интервала (неопределенности) для показателя: $$a = \frac{s \cdot t}{\sqrt{n}}$$ где: a – доверительный интервал (неопределенность) показателя в абсолютных единицах (МДж/м^3); s – стандартное отклонение в абсолютных единицах (МДж/м^3); n – количество измерений; t – коэффициент Стьюдента (принимается согласно [22] для уровня достоверности 95%). Для перевода значения, представленного в абсолютных единицах, в % необходимо: a / $\bar{x}$ × 100%.	A (Метод оценивания неопределенности путем статистического анализа ряда наблюдений)	Ежемесячный свод данных	0,064 (f_2)
Неопределенность для базового сценария (c) рассчитывается согласно GHG Protocol 2003: Short Guidance for Calculating Measurement and Estimation Uncertainty for GHG Emissions) [22] по формуле раздела 7 и представляет собой квадратный корень из суммы квадратов процентных доверительных интервалов (неопределенностей) каждого показателя, а именно: $$c = \sqrt{a^2 + b^2 + f1^2 + f2^2}$$				7,57 (c)
Проектный сценарий				
Выработка пара на котлах № 3 и № 4	Принимается согласно НДК [24]	B (Метод оценивания неопределенности, отличный от статистического анализа ряда наблюдений)	Экспертная оценка данных о производственной деятельности для сектора «Другие сектора и виды сжигания топлива, не	5 (a)

			учтенные ранее» согласно НДК [24]	
Потребление газа	Стандартное отклонение (s) рассчитывается согласно GHG Protocol 2003: Short Guidance for Calculating Measurement and Estimation Uncertainty for GHG Emissions) [22] по формуле раздела 6.2 п. 3: $$s = \sqrt{\frac{1}{n-1}\sum_{k=1}^{n}(x_k - \bar{x})^2}$$ где: s – стандартное отклонение в абсолютных единицах (тыс. м^3); n – количество измерений; x_k – значение параметра (тыс. м^3); $\bar{x}$ – среднее значение параметра (тыс. м^3). По формуле раздела 6.2 п. 4 рассчитываем значение доверительного интервала (неопределенности) для показателя: $$a = \frac{s \cdot t}{\sqrt{n}}$$ где: a – доверительный интервал (неопределенность) показателя в абсолютных единицах (тыс. м^3); s – стандартное отклонение в абсолютных единицах (тыс. м^3); n – количество измерений; t – коэффициент Стьюдента (принимается согласно [22] для уровня достоверности 95%). Для перевода значения, представленного в абсолютных единицах, в % необходимо: a / $\bar{x}$ × 100%.	A (Метод оценивания неопределенности путем статистического анализа ряда наблюдений)	Проектные годовые значения	10,74 (b)
Коэффициент выбросов CO_2 от сжигания топлива	Стандартное отклонение (s) рассчитывается согласно GHG Protocol 2003: Short Guidance for Calculating Measurement and Estimation Uncertainty for GHG Emissions) [22] по формуле раздела 6.2 п. 3: $$s = \sqrt{\frac{1}{n-1}\sum_{k=1}^{n}(x_k - \bar{x})^2}$$	A (Метод оценивания неопределенности путем статистического анализа ряда наблюдений)	Ежемесячный свод данных	0,073 (f)

	где: s – стандартное отклонение в абсолютных единицах ($тCO_2$/тыс.$м^3$); n – количество измерений; x_k – значение параметра ($тCO_2$/тыс.$м^3$); $\bar{x}$ – среднее значение параметра ($тCO_2$/тыс.$м^3$). По формуле раздела 6.2 п. 4 рассчитываем значение доверительного интервала (неопределенности) для показателя: $a = \frac{s \cdot t}{\sqrt{n}}$ где: a – доверительный интервал (неопределенность) показателя в абсолютных единицах ($тCO_2$/тыс.$м^3$); s – стандартное отклонение в абсолютных единицах ($тCO_2$/тыс.$м^3$); n – количество измерений; t – коэффициент Стьюдента (принимается согласно [22] для уровня достоверности 95%). Для перевода значения, представленного в абсолютных единицах, в % необходимо: a / $\bar{x}$ × 100%.			
Неопределенность для проектного сценария (d) рассчитывается согласно GHG Protocol 2003: Short Guidance for Calculating Measurement and Estimation Uncertainty for GHG Emissions) [22] по формуле раздела 7 и представляет собой квадратный корень из суммы квадратов процентных доверительных интервалов (неопределенностей) каждого показателя, а именно: $d = \sqrt{a^2 + b^2 + f^2}$				11,85 (d)
Общая неопределенность (количественная оценка неопределенности) рассчитывается согласно GHG Protocol 2003: Short Guidance for Calculating Measurement and Estimation Uncertainty for GHG Emissions) [22] 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, D – выбросы ПГ в базовом и проектном сценариях ($тCO_2$-экв); E – сумма выбросов ПГ в базовом и проектном сценариях ($тCO_2$-экв).				**7,0** (e)