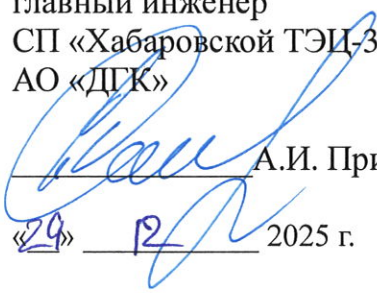




АО «ХЭТК»

Научно-исследовательский центр РусГидро

УТВЕРЖДАЮ
И.о. директора,
главный инженер
СП «Хабаровской ТЭЦ-3»
АО «ДГК»


А.И. Примак

«29» 12 2025 г.

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Сокращение выбросов парниковых газов на Хабаровской ТЭЦ-3 за счет
перевода на сжигание природного газа котлоагрегата энергоблока**

ст. № 2

г. Хабаровск, 2025

Разработчик проекта

Генеральный директор АО «ХЭТК»

Шаталов А.В.

Заместитель Генерального директора по
проектному инжинирингу и развитию

Филин А.Ю.

Ведущий специалист НИЦ РусГидро

Ерина И.А.



СОДЕРЖАНИЕ

Перечень сокращений и обозначений.....	5
РАЗДЕЛ А. Общее описание проекта.....	6
А.1. Сведения об исполнителе проекта, о названии и типе проекта	6
А.2. Краткое описание проекта.....	8
А.2.1. Цель реализации проекта.....	10
А.3. Характеристика проекта	11
А.3.1. Место реализации проекта	11
А.3.2. Применяемые технологии, продукция и мероприятия.	
Предусмотренные проектом	14
А.5. Методики (Методология)	19
А.6. Перечень объектов хозяйственной и иной деятельности, сопровождающейся выбросами парниковых газов, которые обеспечивают сокращение выбросов парниковых газов.	20
РАЗДЕЛ Б. Критерии отнесения к климатическим проектам	24
Б.1. Анализ соответствия реализуемого проекта критериям отнесения к климатическим проектам	24
РАЗДЕЛ В. Описание базовой линии и проектного сценария	29
В.1. Описание и обоснование определения базовой линии.....	29
В.1.1. Обоснование определения базовой линии.....	29
В.1.2. Описание базовой линии	32
В.2. Описание проектного сценария	32
В.3. Риски увеличения выбросов парниковых газов и (или) уменьшения их поглощения вне границ проекта, вызванного мероприятиями проекта (далее утечка)	34
РАЗДЕЛ Г. План мониторинга	35
Г.1. Описание выбранного плана мониторинга	35
Г.1.1. Показатели и параметры, фиксируемые предварительно	47
Г.2.1. Описание формул для расчета выбросов по базовой линии	54

Г.3. Мониторинг выбросов ПГ по проектному сценарию	57
Г.3.1. Описание формул для оценки выбросов по проектному сценарию	70
Г.4. Мониторинг утечек в результате реализации проекта	74
Г.4.1. Описание формул для оценки утечек	81
Г.5. Количественная оценка неопределенности	83
РАЗДЕЛ Д. Количественная оценка сокращения выбросов парниковых газов в результате реализации проекта.....	86
Д.1. Количественная оценка выбросов парниковых газов по базовой линии	88
Д.2. Количественная оценка выбросов парниковых газов по проектному сценарию	88
Д.3. Оценка массы утечек.....	89
Д.4. Планируемая величина сокращения выбросов парниковых газов в результате реализации проекта.....	89
РАЗДЕЛ Е. Сроки реализации проекта.....	91
Е.1. Дата принятия решения об осуществлении финансового обеспечения ..	91
Е.2. Дата начала и сроки реализации проекта.....	91
Е.3. Продолжительность периода, в течении которого в результате реализации проекта происходит сокращение выбросов ПГ	93
РАЗДЕЛ Ж. Описание потенциальных рисков невыполнения мероприятий проекта и мер по их минимизации	94
РАЗДЕЛ З. Сведения об оценке воздействия проекта на окружающую среду	102
Список использованных источников	103
Приложение 1 – Расчетная модель количественной оценки сокращения выбросов парниковых газов в результате реализации мероприятий проекта.	106

Перечень сокращений и обозначений

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль

ПВК – пиковая водогрейная котельная

ГОСТ Р ИСО – национальные стандарты России

МЭР – Министерство экономического развития РФ

ПГ – парниковые газы

СП – санитарные правила

БЛ – базовая линия

ПДВ – предельно-допустимые выбросы

УРУТ – удельный расход топлива

ст.№ - стационарный номер

т.у.т. – тонн условного топлива

Минприроды России– Министерство природных ресурсов и экологии РФ

ТЭБ – топливно-энергетический баланс

КПД – коэффициент полезного действия

РД – руководящий документ

ISO– международная организация по стандартизации

ГИС – геоинформационная система

НВОС – негативное воздействие на окружающую среду

НПР – нормативно-правовые риски

РФ – Российская Федерация

ПТД – проектная документация

ИГКЭ– Институт глобального климата и экологии имени академика Ю.А.

Израэля

РАЗДЕЛ А. Общее описание проекта

А.1. Сведения об исполнителе проекта, о названии и типе проекта

1	Название проекта	Сокращение выбросов парниковых газов на Хабаровской ТЭЦ-3 за счет перевода на сжигание природного газа котлоагрегата энергоблока ст. № 2
2	Тип проекта	Сокращение выбросов парниковых газов за счет выполнения мероприятий по энергоэффективности и переходу на низкоуглеродные виды топлива.
3	Сведения о сфере деятельности, в которой осуществляется проект, в соответствии с Общероссийским классификатором видов экономической деятельности	ОКВЭД проектной деятельности: 35.11.1 – Производство электроэнергии тепловыми электростанциями, в том числе деятельность по обеспечению работоспособности электростанций
4	Дата принятия решения об осуществлении финансового обеспечения реализации мероприятий проекта	В рамках инвестиционного проекта №505-ХТЭЦ-3-45.г. Хабаровск 28.12.2023 г.
5	Период реализации климатического проекта (дата начала и окончания климатического проекта, промежуточные сроки реализации климатического проекта – при наличии	Сроки реализации проекта: Дата начала реализации проекта: 29.05.2023 г. Окончание реализации климатического проекта: 31.12.2030
	Дата начала проектной деятельности	01.01.2026 г. Ввод в эксплуатацию модернизированного котлоагрегата энергоблока №2 запланирован на 4 квартал 2025 года, с оформлением актов ввода в эксплуатацию 30 декабря 2025 года.
6	Период сокращения выбросов парниковых газов (зачетный период)	01.01.2026-31.12.2030
7	Исполнитель климатического проекта:	
7.1	Наименование	Акционерное общество

		«Дальневосточная генерирующая компания» (сокращенно - АО «ДГК»)
7.2	Организационно-правовая форма	Акционерное общество
7.3	Основной государственный регистрационный номер и дата его присвоения (при наличии)	ОГРН: 1051401746769 Дата присвоения: 19.12.2005
7.4	Адрес места нахождения	680000, Хабаровский край. Город Хабаровск, улица Фрунзе, 49
7.5	Идентификационный номер налогоплательщика	1434031363 ¹
7.6	Правовые основания осуществления проектной деятельности	Выписка из Единого государственного реестра недвижимости об объекте недвижимости. Кадастровый номер: 27:23:0000000:854[19]
8	Сведения об осуществляемых видах экономической деятельности в соответствии с Общероссийским классификатором видов экономической деятельности	ОКВЭД компании: 35.11.1 Производство электроэнергии тепловыми электростанциями, в том числе деятельность по обеспечению работоспособности электростанций
9	Общая масса сокращения выбросов ПГ по результатам реализации проекта, т СО ₂ -экв.	1 278 440
10	Сокращение выбросов ПГ среднегодовая масса, т СО ₂ -экв.	255 688
11	Контактное лицо по проекту (фамилия. Имя. Отчество (при наличии). Почтовый адрес, телефон, адрес электронной почты (при наличии)	Чистяков Сергей Владимирович, главный специалист производственно-технического управления ХТЭЦ-3, e-mail: Chistyakov-sv@dgk.ru тел. +7 (4212) 26-53-599, внутренний 63-239. Почтовый адрес: Российская Федерация, 680025, г. Хабаровск,

¹<https://egrul.nalog.ru/index.html>

		Федоровское шоссе, 10 Ерина Ирина Александровна, ведущий специалист НИЦ РусГидро, г. Владивосток – консультант при разработке проектной документации, e-mail:erinaia@rushydro.ru, тел. +7 (4232) 39-35-34, внутренний 5519
--	--	---

А.2. Краткое описание проекта

Название проекта: «Сокращение выбросов парниковых газов на Хабаровской ТЭЦ-3 за счет перевода на сжигание природного газа котлоагрегата энергоблока ст.№ 2».

Тип проекта: Сокращение выбросов парниковых газов за счет выполнения мероприятий по энергоэффективности и переходу на низкоуглеродные виды топлива.

Хабаровская ТЭЦ-3 расположена г.Хабаровск, Федоровское шоссе, 10 и входит в систему АО «ДГК» и предназначена для покрытия электрических и тепловых нагрузок потребителей.

Хабаровская ТЭЦ-3 представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию (теплоэлектроцентраль) с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла.

Установленная электрическая мощность ТЭЦ составляет 720² МВт, тепловая мощность 1640 Гкал/ч.

На территории главного корпуса ТЭЦ-3 установлены четыре энергоблока с паровыми котлами марки Еп-670-140, обеспечивающими производство тепловой и электрической энергии. В составе пиковой водогрейной котельной (ПВК) функционируют три водогрейных котла ПТВМ-180 и два паровых котла ГМ-50-14-250, используемых для резервного и пикового отопительного обеспечения.

²<https://dvgk.ru/activity/proizvodstvo-elektro-i-teploenergii/proizvodstvo-elektroenergii/>

Режим работы котлов, следующий:

- Паровые котлы Еп-670-140 ст. №№ 1–3 эксплуатируются на каменном угле.
- Котел Еп-670-140 ст. №4 использует в качестве основного топлива природный газ. с возможностью переключения на уголь в качестве второго (резервного) основного топлива.

В пиковой водогрейной котельной:

- Котёл ПТВМ-180 ст. №1 работает на природном газе (основное топливо), с возможностью использования мазута в качестве резервного.
- Котлы ПТВМ-180 ст. №№2, 3 и паровые котлы ГМ-50-14-250 ст. №№4, 5 эксплуатируются на мазуте.

Тепловая схема станции выполнена по блочному принципу и включает четыре энергоблока. Электростанция работает в режиме, соответствующем тепловому графику нагрузок, обеспечивая устойчивое теплоснабжение потребителей.

Для покрытия тепловых нагрузок на станции установлено четыре турбоагрегата типа Т-180/210-130, а также три водогрейных котла ПТВМ-180, что позволяет гибко регулировать выработку тепловой энергии в зависимости от сезонных изменений и потребностей теплосети.

Открытая система теплоснабжения и отпуск тепловой энергии производится по четырем тепловым магистралям. Температурный график теплоснабжения – 130/70.

Подогрев сетевой воды осуществляется последовательно в двух сетевых подогревателях паром из теплофикационных отборов турбин.

В рамках реализации климатического проекта предусмотрено проведение работ по переводу котлоагрегата ст. №2 марки Еп-670-140 на сжигание природного газа. Данный переход осуществляется с сохранением возможности эксплуатации котла на двух видах основного топлива с использованием мазута топочного в качестве растопочного и аварийного топлива:

- основное топливо — природный газ,
- второе основное топливо — каменный уголь.

Это позволит обеспечить гибкую адаптацию оборудования к изменяющимся условиям эксплуатации, повысить экологические показатели работы ТЭЦ-3 и сократить объём выбросов ПГ за счёт увеличения доли газообразного топлива в топливном балансе станции.

А.2.1. Цель реализации проекта

Целью проекта является сокращение выбросов ПГ за счет перевода угольного котлоагрегата энергоблока ст. №2 на сжигание природного газа.

Задачей проекта является перевод угольного котлоагрегата энергоблока станции №2 на сжигание природного газа для достижения запланированного сокращения выбросов ПГ и снижения углеродного следа генерируемой энергии.

А.3. Характеристика проекта

А.3.1. Место реализации проекта

Хабаровская ТЭЦ-3 расположена на территории Хабаровского района Хабаровского края, в северо-восточной части города Хабаровска — всего в 1 километре от посёлка Берёзовка.

Географические координаты места реализации проекта: 48°34'17.6"с.ш. 135°08'41.9"в.д. (Рис. А.3.1-1, А3.1-2, А3.1-3)

На земельный участок, на котором размещается площадка Хабаровской ТЭЦ-3, имеется Градостроительный план земельного участка №РФ-27-3-23-3-01-2022-1476, выданный 25.11.2022 департаментом архитектуры, строительства и землепользования администрации г. Хабаровска.

Кадастровый номер:27:23:0000000:854[15]

Рис. А.3.1-1. Субъект на карте Российской Федерации

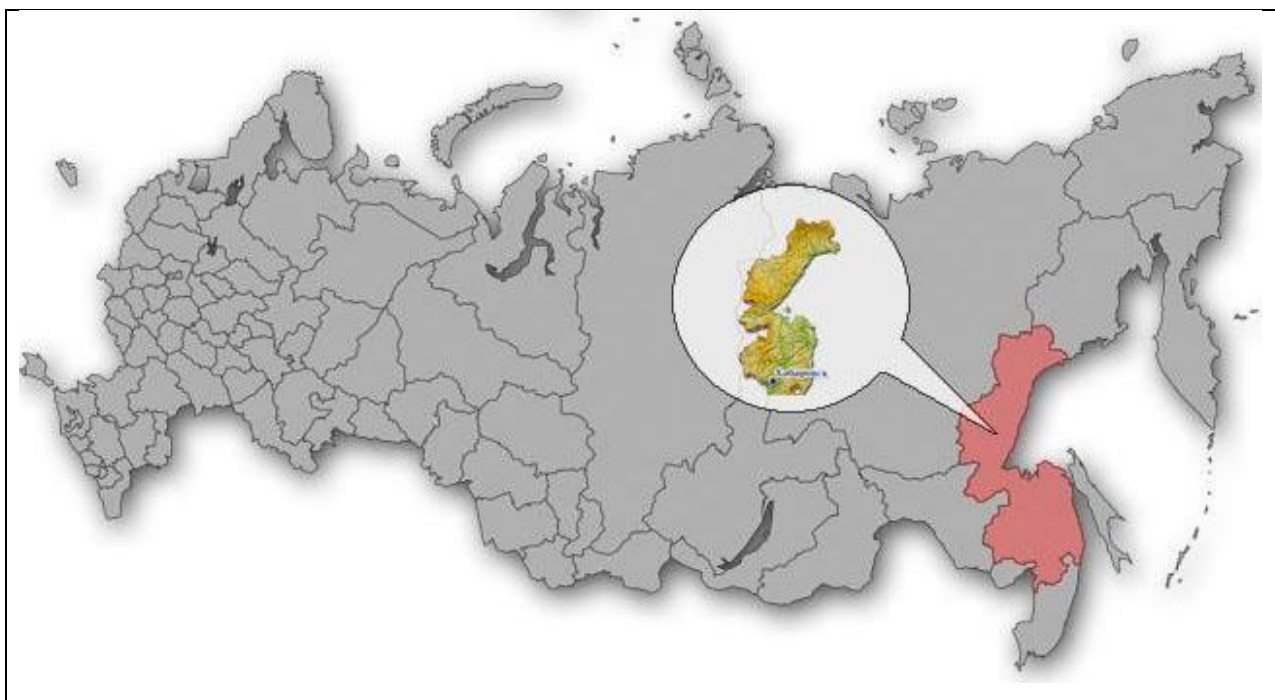


Рис. А.3.1-2. г. Хабаровск на карте Хабаровского края

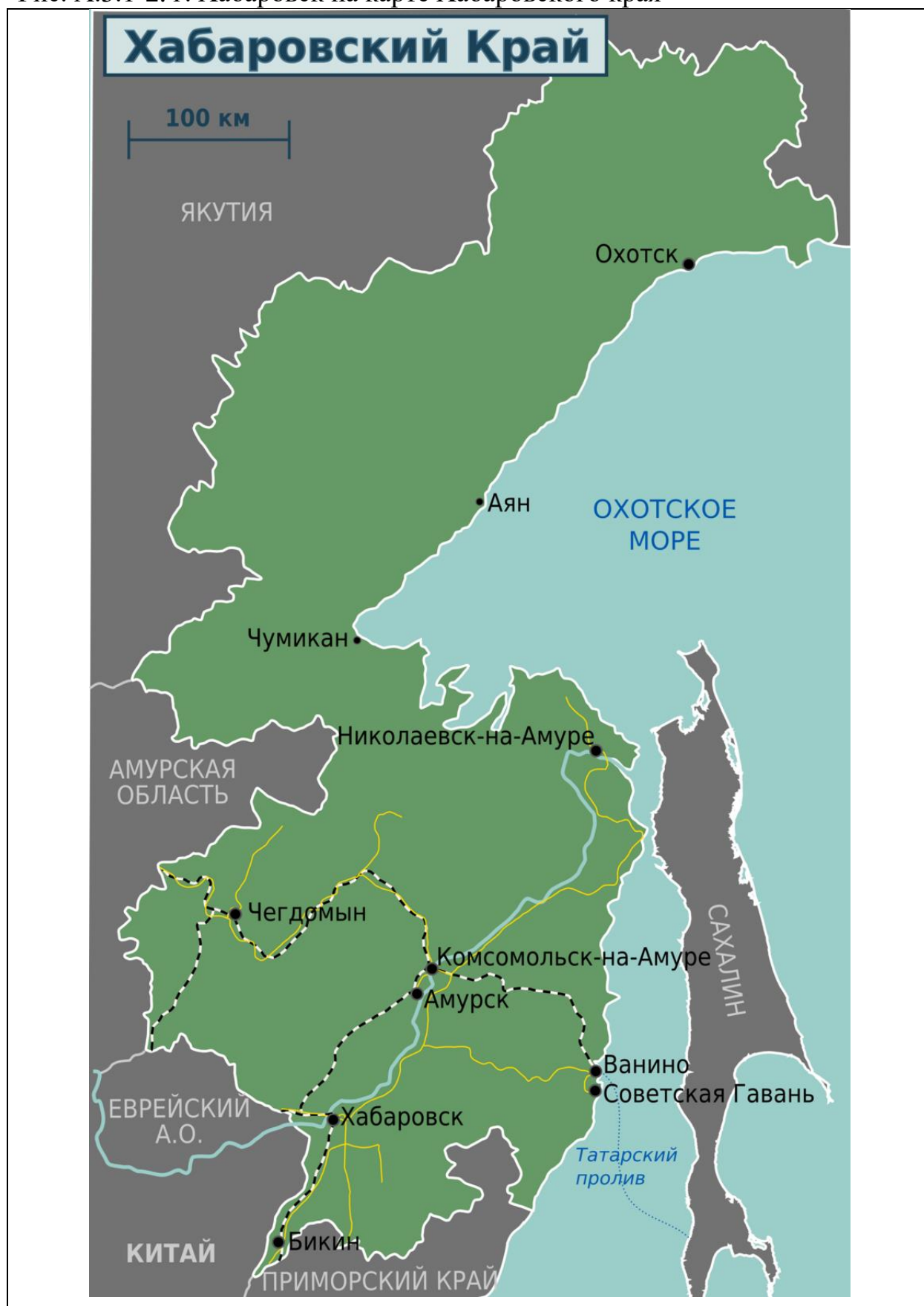
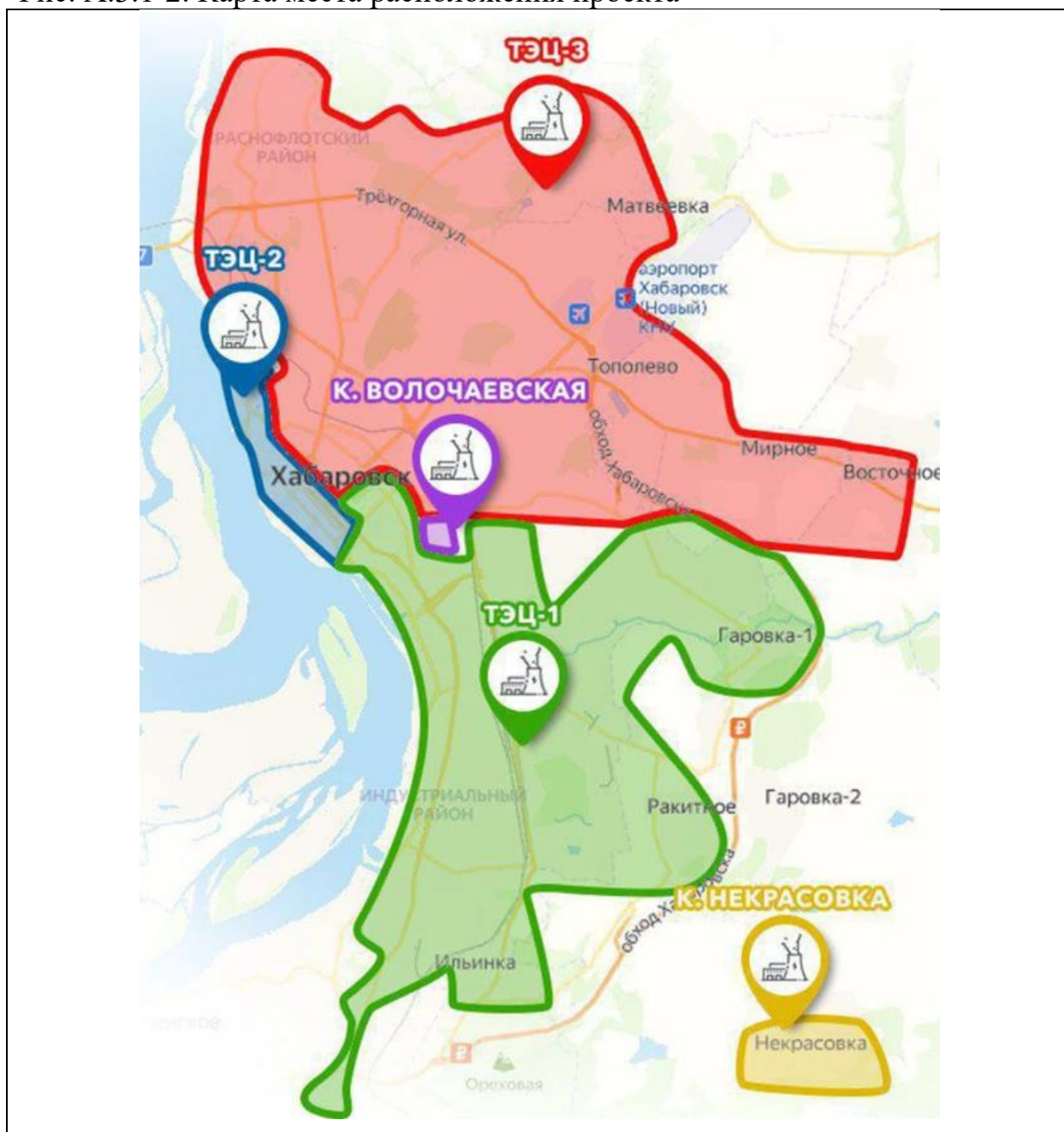


Рис. А.3.1-2. Карта места расположения проекта



А.3.2. Применяемые технологии, продукция и мероприятия. Предусмотренные проектом

Строительство электростанции было начато в июне 1975 года. Ввод энергоблоков в эксплуатацию осуществлялся поэтапно:

- 15 ноября 1985 года — первый энергоблок,
- 30 марта 1987 года — второй энергоблок,
- 27 декабря 1988 года — третий энергоблок.

Этим была завершена реализация первой очереди строительства Хабаровской ТЭЦ-3, обеспечившей установленную электрическую мощность 540 МВт.

Четвёртый энергоблок был введён в эксплуатацию в 2006 году, что позволило увеличить суммарную установленную электрическую мощность станции до 720 МВт, а тепловая мощность составила 1640 Гкал/ч, обеспечив надёжное теплоснабжение потребителей региона.

Годы ввода в эксплуатацию основного оборудования по стационарным номерам представлены в Таблицах А.3.2-1 – А.3.2-2

Таблица А3.2-1. Состав основного оборудования (паровая турбина)

Ст. номер	Установленная мощность, МВт	Тип турбины и завод изготовитель	Кол-во агрегатов	Тип генератора	Завод изготовитель	Год ввода в эксплуатацию	Остаточный срок службы, часов
1	180/210	T-180/210-130	1	ТГВ-200-2МУЗ	ЛМЗ	1985	20 014
2	180/210	T-180/210-130	1	ТГВ-200-2МУЗ	ЛМЗ	1986	37 441
3	180/210	T-180/210-130	1	ТГВ-200-2МУЗ	ЛМЗ	1987	29 600
4	180/210	T-180/210-130	1	ТГВ-200-2МУЗ	ЛМЗ	2006	109 600

Таблица А3.2-2. Состав основного оборудования (паровой котел)

Ст. номер	Тип, марка котла. Завод изготовитель	Паропроизводительность. т/ч	Рабочее давление МПа	Температура пара °С	Основное, резервное топливо	Год ввода в эксплуатацию	Остаточный срок службы, часов
Котлоагрегат ст.№ 1	ТПЕ-215 (ЕП-670-140-545/545-КТ	670	13,8	545	каменный уголь / мазут	1985	13 521
Котлоагрегат ст.№ 2	ТПЕ-215 (ЕП-670-140-545/545-КТ	670	13,8	545	каменный уголь / мазут	1986	25 000
Котлоагрегат ст.№ 3	ТПЕ-215 (ЕП-670-13,8-545/545-КТ	670	13,8	545	каменный уголь / мазут	1987	15 660
Котлоагрегат ст.№ 4	ТПЕ-215 (ЕП-670-13,8-545/545-КТ	670	13,8	545	природный газ / каменный уголь	2006	20 903

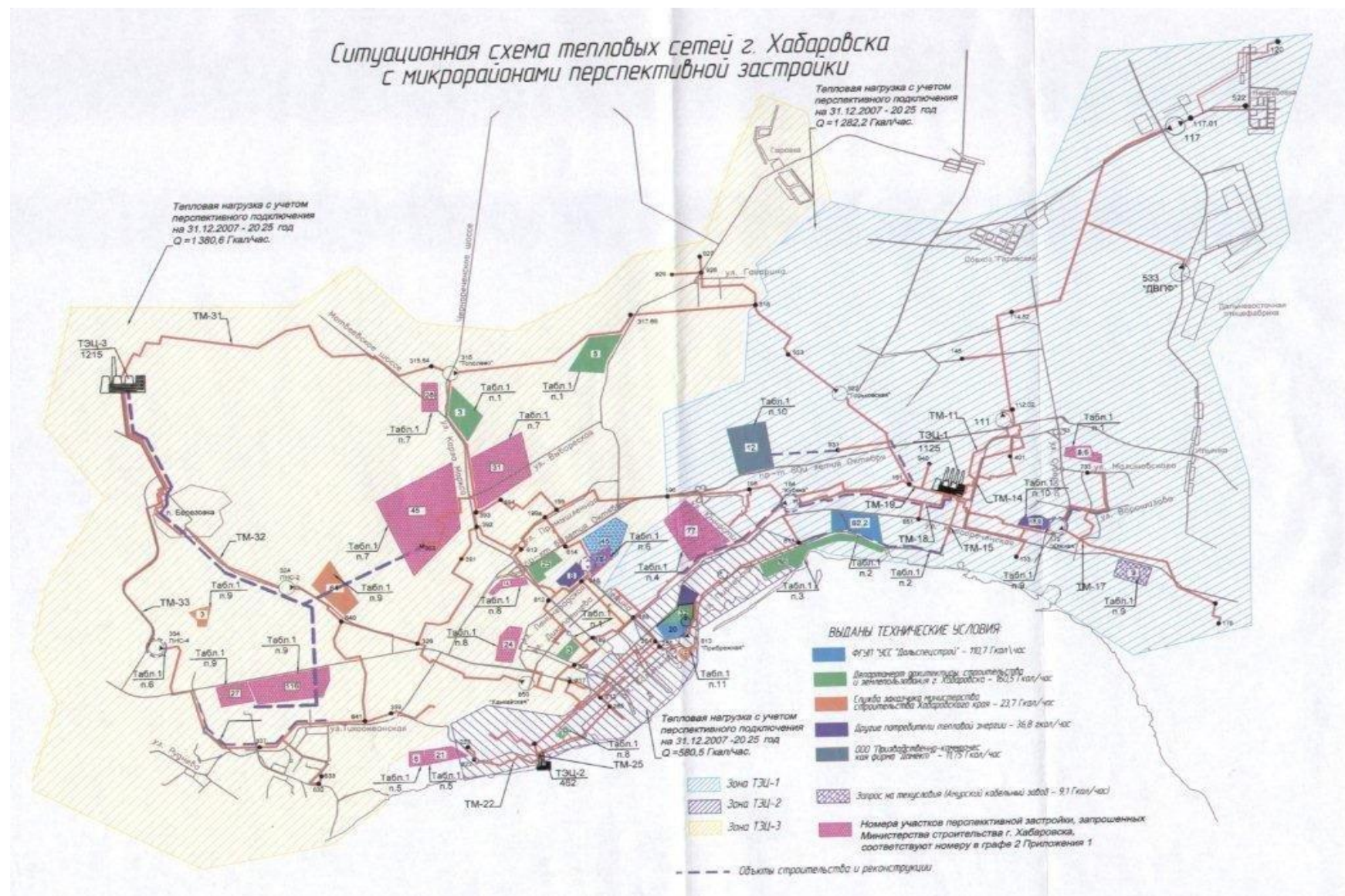
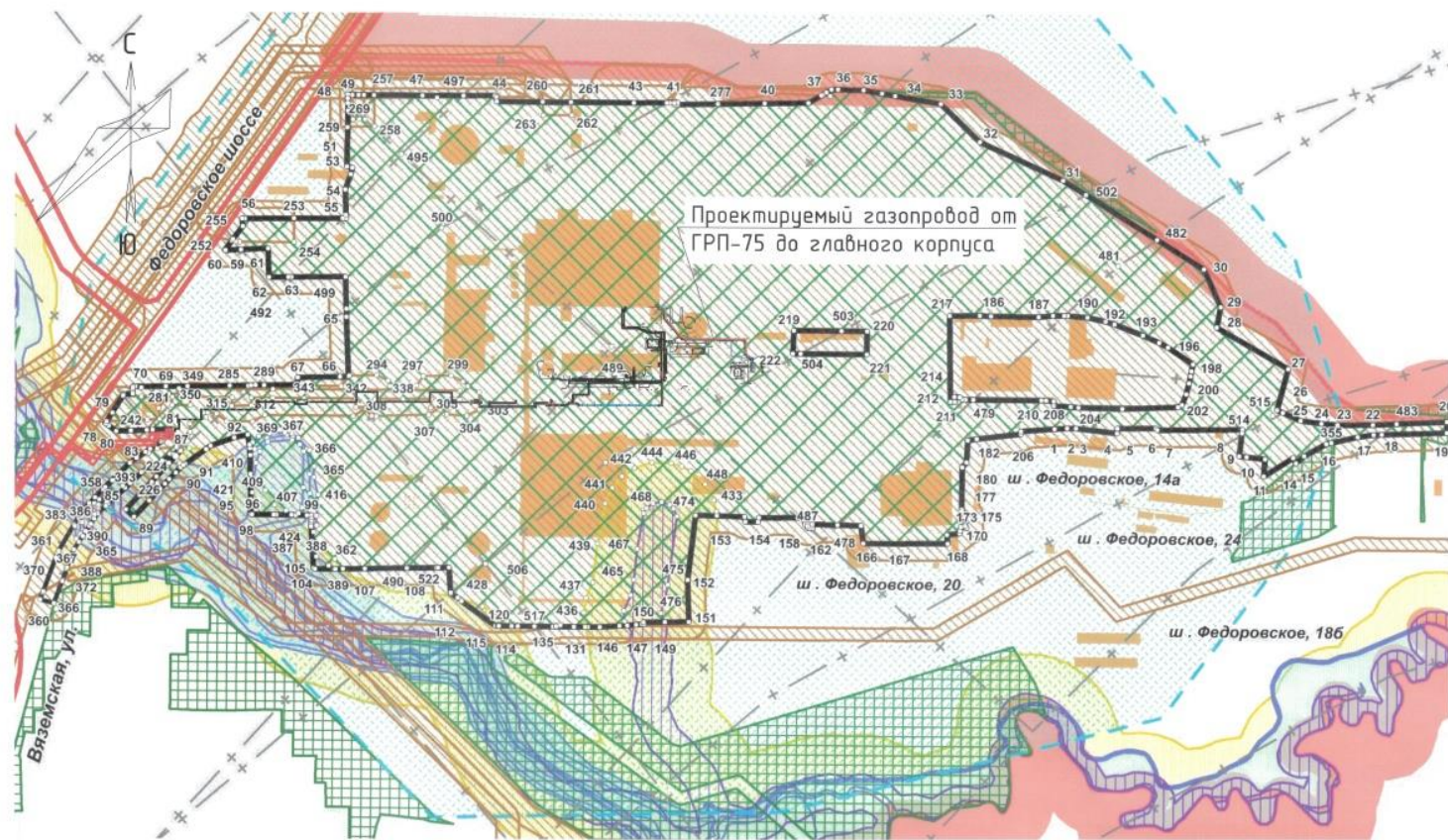


Рисунок А.3.2-1. Ситуационная схема тепловых сетей



						001.02.23-ГП		
						Техническое перевооружение Хабаровской ТЭЦ-3 с переводом на сжигание природного газа котла агрегата энергоблока ст. №2, СП Хабаровская ТЭЦ-3		
Изм.	Кол.	Лист	Изд.	Подпись	Дата	Генеральный план. Участок от ГРП-75 до главного корпуса		
Разраб.		Смазарева			10.23			
						Ситуационный план	Р	2
						АО "ХЭТК" ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ		
Н. контр.	Руден				10.23			

Рисунок А.3.2-2. Генеральный план Хабаровской ТЭЦ-3

В рамках реализации климатического проекта предусматривается техническое перевооружение котлоагрегата энергоблока ст. №2 марки ЕП-670-140 с обеспечением возможности его эксплуатации на природном газе в качестве основного вида топлива с сохранением режима сгорания каменного угля в качестве второго основного топлива (мазут используется в качестве растопочного и аварийного топлива).

Проектные решения, направленные на перевод котлоагрегата на сжигание природного газа, включают:

- Замену изношенных пылегазوماзутных плоско-факельных горелок ТЭМА.621472.002 и запально-защитных устройств ЗЗУ-ОМС-ЗТ на оборудование, аналогичное по типу, но соответствующее современным требованиям надежности и безопасности при работе на газе;
- Установку двух дутьевых вентиляторов ВДН-28 (производительность 365,7 тыс. м³/ч) взамен существующих ВДН-26 для обеспечения требуемого режима подачи воздуха при сжигании природного газа;
- Обеспечение подвода воздуха к вновь установленным соплам третичного дутья;
- Монтаж проектируемых газопроводов среднего давления, включая узел ввода, узлы регулирования и блоки газового оборудования на горелки котла;
- Установку двух узлов коммерческого учета расхода природного газа с диаграммами и измерительными трубопроводами в соответствии с ГОСТ 8.586.5-2025 [20];
- Сохранение существующих воздухопроводов горячего воздуха и паромазутопроводов для обеспечения, комбинированного топливного режима.

При этом в растопочных и аварийных режимах предусматривается использование мазута топочного в качестве вспомогательного топлива для обеспечения устойчивого розжига и стабилизации горения, в соответствии с

требованиями промышленной безопасности и эксплуатационной надежности оборудования.

А.4. Сведения о проведении и результатах консультаций по вопросу целесообразности проекта

Консультации посредством размещения в публичном доступе в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» информации о проекте по вопросу, о целесообразности проведения проекта не проводились, ввиду отсутствия юридических и физических лиц, чьи права могут быть затронуты проектом.

А.5. Методики (Методология)

Разработка проектной документации (далее ПТД) выполнена с учетом действующих национальных методологий и подходов, обеспечивающих достоверность расчетов, открытость информации и соответствие общепринятым мировым практикам учета выбросов парниковых газов (ПГ). При подготовке ПТД использованы следующие основные документы:

- Элементы методологии реализации климатического проекта № 0013 «Перевод действующих электростанций с угля и/или нефтяного топлива на газообразное топливо»(разработчик: Институт глобального климата и экологии имени академика Ю. А. Израэля (далее ИГКЭ)) (далее - Методология № 0013)[2];

- ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021 «Газа парниковые. Часть 2. Требования и руководство по количественному определению, мониторингу и составлению отчетной документации на проекты сокращения выбросов ПГ или увеличения их поглощения на уровне проекта» [3];

- Приказ Министерства экономического развития (МЭР) Российской Федерации 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 предоставления отчета о реализации климатического проекта» (с изменениями на 8 июля 2024 года) (далее - Приказ МЭР № 248) [4];

Для целей настоящего климатического проекта были использованы отдельные элементы указанных методологий, включая:

- подходы к определению базовой линии;
- методы расчета выбросов ПГ;
- принципы обоснования дополнительности проектной деятельности.

Кроме того, при расчете выбросов ПГ применены:

- Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 27.05.2022 № 371 «Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов ПГ и поглощений ПГ» (далее – Приказ Минприроды №371)[5];

- Пояснительная записка 001.02.23-1.КДР2.ПЗ «Техническое перевооружение Хабаровской ТЭЦ-3 с переводом на сжигание природного газа котлоагрегата энергоблока ст. №2, СП. Хабаровская ТЭЦ-3» [6].

- внутренняя методика Хабаровской ТЭЦ-3 - РД 34.08.552-95 от 01.02.1996 «Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования» (далее – РД 34.08.552-95)[16].

Таким образом, совокупность использованных методологических инструментов обеспечивает соответствие ПТД национальным требованиям.

А.6. Перечень объектов хозяйственной и иной деятельности, сопровождающейся выбросами парниковых газов, которые обеспечивают сокращение выбросов парниковых газов.

Перечень объектов хозяйственной деятельности, сопровождающейся выбросами ПГ, представлен в соответствии с рекомендациями Приложения 2 к Приказу МЭР №248[4] и ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021 «Национальный

стандарт Российской Федерации. Газы парниковые. Часть 1. Требования и Рекомендации к документам по количественной оценке, мониторингу и отчетности для проектов по сокращению выбросов ПГ или увеличению их поглощения на уровне проекта» [3] (далее ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021).

В соответствии с пунктом 7 (б (1)) Приложения 2 Приказа МЭР № 248 [4], правовым основанием осуществления деятельности с использованием указанных объектов является право собственности. Объекты, находящиеся в пределах границ настоящего климатического проекта (кадастровый номер: 27:23:0000000:854), принадлежат на праве собственности одному юридическому лицу – Акционерному обществу «Дальневосточная Генерирующая Компания», что подтверждается выпиской из Единого государственного реестра недвижимости от 06.06.2025 г. №КУВИ-001/2025-119288847 [19].

Источники выбросов ПГ, включенные в границы проекта или исключенные из них в соответствии с элементами Методологии реализации климатического проекта № 0013 [2], представлены в таблице А.6-1.

В рамках проектного сценария котлоагрегат ст. №2 будет эксплуатироваться преимущественно на природном газе (основное топливо) и каменном угле (второе основное топливо). Топочный мазут будет использоваться исключительно в растопочных и аварийных режимах.

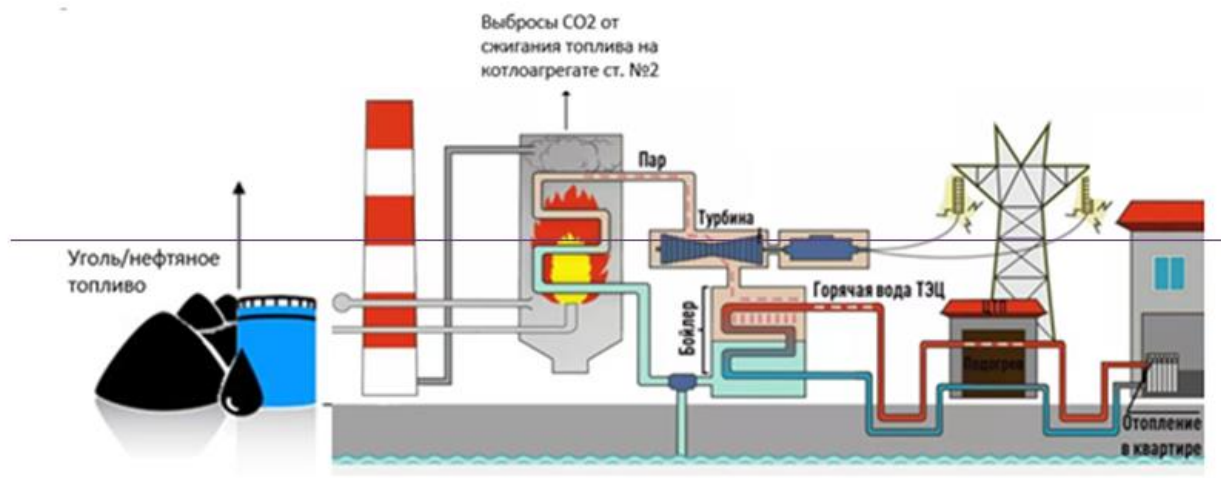
Таблица А.6-1. Источники выбросов ПГ, связанные с проектом

Категория источников	Объекты хозяйственной и иной деятельности	Источники выбросов ПГ	Вид ПГ	Включен/ не включен в границы проекта	Описание и обоснование
Выбросы ПГ по базовой линии	котлоагрегат ст. №2 марки Еп-670-140 Хабаровской ТЭЦ-3	Стационарное сжигание каменного угля в котлоагрегате ст. №2 марки Еп-670-140 на электростанции	CO ₂	Да	Основной источник выбросов
			CH ₄	Нет	Незначительный источник. Учет не требуется ³
			N ₂ O	Нет	Незначительный источник. Учет не требуется ³
		Стационарное сжигание топочного мазута в котлоагрегате ст. №2 марки Еп-670-140 на электростанции	CO ₂	Да	Основной источник выбросов
			CH ₄	Нет	Незначительный источник. Учет не требуется ³
			N ₂ O	Нет	Незначительный источник. Учет не требуется ³
Выбросы ПГ в результате реализации мероприятий проекта	котлоагрегат ст. №2 марки Еп-670-140 Хабаровской ТЭЦ-3	Стационарное сжигание природного газа. в котлоагрегате ст. №2 марки Еп-670-140 на электростанции	CO ₂	Да	Основной источник выбросов
			CH ₄	Нет	Незначительный источник. Учет не требуется ³
			N ₂ O	Нет	Незначительный источник. Учет не требуется ³
		Стационарное сжигание каменного угля в котлоагрегате ст. №2 марки Еп-670-140 на электростанции	CO ₂	Да	Основной источник выбросов
			CH ₄	Нет	Незначительный источник. Учет не требуется ³
			N ₂ O	Нет	Незначительный источник. Учет не требуется ³
		Стационарное сжигание топочного мазута в котлоагрегате ст. №2 марки Еп-670-140 на электростанции	CO ₂	Да	Основной источник выбросов
			CH ₄	Нет	Незначительный источник. Учет не требуется ³
			N ₂ O	Нет	Незначительный источник. Учет не требуется ³

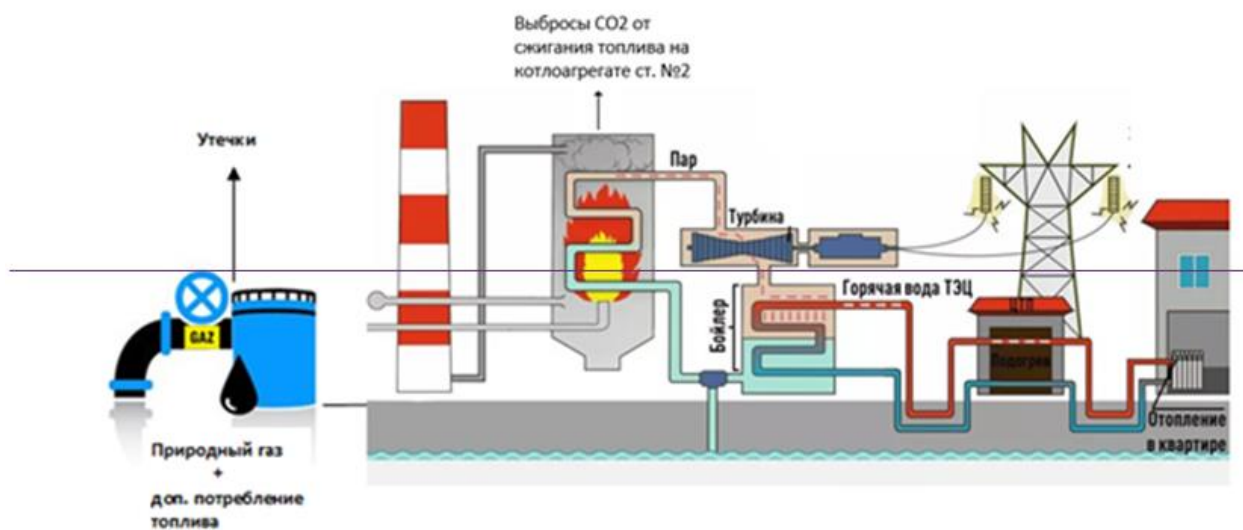
³Методология реализации климатического проекта № 0013 Перевод действующих электростанций с угля и/или нефтяного топлива на газообразное топливо. Разработчик: Институт глобального климата и экологии имени академика Ю. А. Израэля.

Рис. А.6. -1 Границы проекта

Базовая линия



Проектная линия



Реализация проекта исключает возможность двойного учета сокращения выбросов ПГ, достигаемых в результате осуществляемой проектной деятельности. Для оценки выбросов ПГ в рамках как базового, так и проектного сценария, применяются одни и те же четко определенные границы проекта.

РАЗДЕЛ Б. Критерии отнесения к климатическим проектам

Б.1. Анализ соответствия реализуемого проекта критериям отнесения к климатическим проектам

Критерии отнесения проекта к климатическому установлены в Приказе МЭР № 248 [4]. Сведения, подтверждающие соответствие проекта требованиям Приказа, МЭР№ 248 от 11.05.2022, представлены в таблице Б.1.

Таблица Б.1. Результаты анализа соответствия реализуемого проекта критериям отнесения к климатическим проектам в соответствии с Приказом МЭР № 248.

№ п/п	Критерии отнесения проектов к климатическим проектам	Комментарии (Обоснования)
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 ПГ, в том числе в отношении реализации климатических проектов, утверждение, которых предусмотрено частью 3 статьи 5 Федерального закона от 02.07.2021 N 296-ФЗ «Об ограничении выбросов ПГ» [18].	Мероприятия проекта не противоречат требованиям федеральных законов, иных нормативных правовых актов РФ, а также законов и иных нормативных правовых актов Хабаровского края. Реализация климатического проекта проводится в соответствии с частью 3 статьи 5 Федерального закона от 02.07.2021 №296-ФЗ «Об ограничении выбросов ПГ» [18].
2	Ожидаемыми результатами реализации проекта являются сокращение/предотвращение выбросов ПГ и (или) увеличение их поглощения (рассчитанное в абсолютных и (или) удельных	1) Результатом реализации проекта является сокращение выбросов ПГ за счет перевода угольного котлоагрегата на природный газ. 2) Сокращения хозяйственной

	единицах) относительно прогнозируемого результата количественной оценки выбросов или поглощений ПГ при отсутствии проекта за период времени, в течение которого запланировано сокращение/предотвращение выбросов ПГ и (или) увеличение их поглощения с целью выпуска в обращение углеродных единиц, за исключением случаев, когда сокращение/предотвращение выбросов ПГ достигается путем сокращения хозяйственной деятельности и (или) объема производимой продукции (в натуральном выражении) исполнителя проекта.	деятельности и (или) объема производимой продукции в указанный период не ожидается.
3	Сокращение/предотвращение выбросов ПГ и (или) увеличение их поглощения в течение срока реализации проекта не является результатом влияния факторов, не связанных с мероприятиями проекта.	Сокращение выбросов ПГ в течение срока реализации проекта не является результатом влияния факторов, не связанных с мероприятиями 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.	На момент принятия решения о финансировании проекта (в форме, подтвержденной соответствующей документированной информацией) реализация данных проектных мероприятий не являлась и в настоящее время не является обязательной согласно действующему законодательству РФ. Техническое состояние основного оборудования (котлов, турбин) и качество его эксплуатации, технического обслуживания и ремонтов соответствовали обязательным требованиям. Это подтверждается действующими

		заключениями экспертизы промышленной безопасности: №7300-2023 от 28.02.2023 г. и Заключение экспертизы промышленной безопасности от 06.10.2025 г. Указанные документы свидетельствуют, что объекты могли продолжать безопасную и эффективную эксплуатацию в рамках установленного законодательством режима в течение значительного срока без реализации мероприятий по переходу на новые технологии и сокращению выбросов ПГ. Таким образом, переход к новым технологиям и внедрение мероприятий по сокращению выбросов ПГ осуществляются в рамках исключительно добровольной инициативы АО «ДГК» и требуют дополнительных инвестиций, сверх тех, которые необходимы для обычного продления срока эксплуатации действующих мощностей. Предлагаемый климатический проект реализован по собственной инициативе и за счет собственных средств исполнителя проекта (АО «ДГК ХТЭЦ-3»).
5	Мероприятия проекта осуществляются в связи с наличием экономических условий для использования результатов его реализации, предусмотренных частью 1 статьи 11 Федерального закона.	Выпущенные в результате реализации проекта углеродные единицы, в соответствии с частью 1 статьи 11 Федерального закона Российской Федерации «О государственном кадастре плательщиков сборов за выбросы парниковых газов и о зачете углеродных единиц», могут быть использованы АО

		«ДГК» следующим образом: - для внутрихозяйственного зачёта — погашения собственного углеродного следа компании в рамках выполнения целей устойчивого развития и корпоративной экологической политики; - для реализации на рынке углеродных единиц — передачи третьим лицам в порядке, предусмотренном действующим законодательством. Таким образом, проект обеспечивает не только экологический эффект в виде сокращения выбросов ПГ, но и создаёт потенциальную экономическую ценность за счёт возможного использования углеродных единиц в коммерческих или компенсационных целях.
--	--	---

При подготовке проекта были использованы отдельные элементы Методологии №0013 [2], включая подходы к определению базовой линии, расчёту выбросов ПГ и обоснованию дополнительности.

Условия, характеризующие проектную деятельность, соответствуют ключевым принципам указанной методологии:

1. До реализации проекта котлоагрегат ст. №2 работал на каменном угле и мазуте в качестве растопочного и резервного топлива [7];
2. На дату принятия решения о реализации проекта и на текущий момент отсутствуют действующие национальные или региональные, а также специальные технические регламенты, которые бы ограничивали или предписывали прекращение использования традиционных ископаемых видов топлива (каменного угля, топочного мазута) на данном объекте;

3. Перевод на природный газ не был обусловлен обязательными требованиями законодательства или предписаниями регуляторных органов по использованию газа или иного топлива в промышленных установках.

РАЗДЕЛ В. Описание базовой линии и проектного сценария

В.1. Описание и обоснование определения базовой линии

В.1.1. Обоснование определения базовой линии

В соответствии с Приказом МЭР № 248 [4], базовой линией признаётся наиболее вероятный сценарий деятельности, который имел бы место в отсутствие реализации климатического проекта, с учётом всех идентифицированных препятствий (барьеров) для реализации проекта.

Для выбора базовой линии проведён барьерный анализ в отношении двух возможных сценариев развития энергоблока ст. №2 ХТЭЦ-3:

- Сценарий №1 – продолжение эксплуатации котлоагрегата на каменном угле в качестве основного топлива, а также использования топочного мазута в качестве резервного топлива.
- Сценарий №2 –реализация климатического проекта, предусматривающего перевод котлоагрегата на работу на двух видах основного топлива: природном газе и каменном угле, с сохранением возможности использования топочного мазута только в растопочных и аварийных режимах.

Анализ проведен по следующим категориям барьеров, установленным в Приказе МЭР №248[4]:

1. Технические барьеры. Переход на газ требует полной замены горелочного устройства, модернизации систем автоматики, КИПиА и газоснабжения. В отсутствие проекта такие работы не проводятся, поскольку текущая эксплуатация на каменном угле и топочном мазуте (в качестве резервного топлива) технически возможна и не нарушает действующих норм.

2. Технологические барьеры. Несмотря на то, что перевод котлов на сжигание природного газа является распространенной практикой в российской теплоэнергетике, конкретное техническое решение для котлоагрегата ст. №2 марки Еп-670-140 требует индивидуальной адаптации под существующую конструкцию, топливную схему и требования

промышленной безопасности. Без целенаправленной проектной инициативы такие адаптационные мероприятия не реализуются.

3. Регуляторные барьеры. Эксплуатация на каменном угле и мазуте (в качестве резервного топлива) не запрещена действующим законодательством (ФЗ №7-ФЗ [9], №96-ФЗ [8]), несмотря на ужесточение экологических требований. Переход на газ, напротив, требует получения ряда разрешений (экспертиза Ростехнадзора, санитарно-эпидемиологическое заключение и др.), которые не оформляются без проекта.

4. Экономические барьеры. Реализация Сценария №2 связана со значительными капитальными затратами, характерными для подобных модернизационных проектов в теплоэнергетике. Без реализации целенаправленной климатической инициативы и соответствующего финансового обеспечения такие инвестиции не привлекаются, поскольку текущая эксплуатация оборудования на каменном угле и мазуте (в качестве резервного топлива) остаётся экономически осуществимой и не требует дополнительных капитальных вложений

5. Социально-экологические барьеры. Хотя газ снижает экологическую нагрузку, переход влечёт изменения в трудоустройстве персонала (сокращение работ по обращению с углём) и требует усиления мер промышленной безопасности. Без проекта эти меры не внедряются, а текущая эксплуатация не вызывает социальных конфликтов.

6. Квалификационные барьеры. На станции за каждым котлоагрегатом закреплена отдельная эксплуатационная бригада. Хотя котлоагрегат №4 с 2006 года работает на природном газе и угле, и его бригада обладает соответствующим опытом, персонал, обслуживающий остальные котлы, специализируется преимущественно на угольном оборудовании и не имеет практического опыта работы с газовыми горелками, автоматикой и системами защиты, характерными для газового режима. В связи с этим подготовка и переквалификация персонала для безопасной и эффективной

эксплуатации модернизируемых котлоагрегатов возможны только в рамках проекта.

В отсутствие реализации климатического проекта все вышеперечисленные барьеры препятствуют переходу на газ, в то время как продолжение работы на каменном угле и топочном мазуте (в качестве резервного топлива) не столкнулось бы с подобными ограничениями и оставалось бы наиболее вероятным сценарием.

Таким образом, базовым сценарием принят Сценарий №1 (продолжение использования каменного угля и топочного мазута (в качестве резервного топлива)).

В.1.2. Описание базовой линии

Базовая линия (БЛ) представляет собой сценарий, в котором сохраняется текущая практика эксплуатации Хабаровской ТЭЦ-3 без реализации проекта перевода котлоагрегата энергоблока ст. №2 на природный газ. В рамках данного сценария:

- Топливный баланс остается неизменным: котлоагрегат энергоблока №2 продолжает работать на каменном угле и мазуте (в качестве резервного топлива).
- Выбросы ПГ остаются на уровне, характерном для текущей топливной структуры. Без сокращения за счет перевода на газ.

Технологические процессы и оборудование эксплуатируются в существующем режиме без модернизации. Обоснование выбора базового сценария:

- Сохранение текущей топливной структуры соответствует технической готовности оборудования и доступности топлива в соответствии с действующим заключением промышленной безопасности с установленным ресурсом в 25 000 часов.
- Отсутствие финансирования или регулярных стимулов для перевода на газ делает этот сценарий наиболее вероятным без реализации проекта.

В.2. Описание проектного сценария

Проектный сценарий предполагает перевод котлоагрегата энергоблока ст. №2 Хабаровской ТЭЦ-3 на сжигание природного газа с возможностью работы на двух видах основного топлива: природном газе и каменном угле, с сохранением возможности использования топочного мазута только в растопочных и аварийных режимах.

Реализация проекта направлена на сокращение выбросов ПГ за счет изменения топливной структуры станции и повышения экологической эффективности производства энергии.

Основные мероприятия проектного сценария:

- Модернизация оборудования котлоагрегата энергоблока ст. №2: установка газовых горелок и системы подачи природного газа; реконструкция котла Еп-670-140 ст. №2 для обеспечения устойчивого сжигания газа; обеспечение возможности работы на двух видах основного топлива – природном газе и каменном угле, с сохранением возможности использования топочного мазута только в растопочных и аварийных режимах.
- Изменение топливного баланса: природный газ становится основным видом топлива, каменный уголь – вторым основным видом топлива (его использование сокращается примерно на 40-50% по сравнению с базовым сценарием).

В.3. Риски увеличения выбросов парниковых газов и (или) уменьшения их поглощения вне границ проекта, вызванного мероприятиями проекта (далее утечка)

В рамках анализа утечек для данного типа проектной деятельности были рассмотрены выбросы ПГ связанные с жизненным циклом используемых видов топлива за пределами границ проекта. Включая этапы добычи, транспортировки, хранения, переработки и распределения ископаемых видов топлива. В частности, проводилось сравнение утечек, обусловленных использованием каменного угля, природного газа и топочного мазута.

Согласно Приказу МЭР №248 [4] мероприятия проекта не должны приводить к совокупному увеличению массы выбросов ПГ вне границ проекта. При этом, если утечки существуют, они должны быть количественно оценены и, при наличии, учтены при расчёте в соответствии с выбранной методологией.

Для оценки выбросов ПГ, включая выбросы ПГ от добычи и транспортировки топлива, использовались данные из ГОСТ Р 71115–2023 «Выбросы ПГ. Методы определения выбросов при добыче, транспортировке и сжигании ископаемых видов топлива» [10].

Расчет утечек, связанных с добычей, переработкой и транспортировкой ископаемого топлива представлен в расчетной модели в Приложении 1.

РАЗДЕЛ Г. План мониторинга

Г.1. Описание выбранного плана мониторинга

Настоящий раздел посвящён разработанному плану мониторинга выбросов ПГ, реализуемому в рамках климатического проекта по переводу котлоагрегата энергоблока ст. №2 ТЭЦ-3 на сжигание природного газа.

Цель мониторинга - систематический сбор, обработка, анализ и отчетность по данным, необходимым для объективной оценки сокращения выбросов ПГ, а также для подтверждения соответствия требованиям национальных и международных стандартов.

Мониторинг выбросов парниковых газов реализуется на основе:

- действующих существующих систем учёта и контроля на ТЭЦ;
- должностных инструкций ответственных сотрудников;
- расчётных и инструментальных методов сбора данных;
- автоматизированных систем сбора и обработки информации.

Автоматизированные системы сбора и обработки информации.

Мониторинг технологических параметров и учёта ресурсов на Хабаровской ТЭЦ-3 опирается на следующие автоматизированные и программно-технические комплексы:

АСУ ТП (Автоматизированная система управления технологическим процессом). Это комплекс программных и аппаратных средств, регулирования и оптимизации промышленных процессов в режиме реального времени. На ТЭЦ АСУТП управляет работой котлов, турбин, систем охлаждения, топливоподачи и других критически важных узлов, обеспечивая безопасность, эффективность и стабильность производства энергии.

Все необходимые данные с АСУ ТП ежедневно фиксируются машинистами и передаются в производственно-технический отдел (ПТО) станции, где отражаются в утверждённых формах статистической отчётности (в т.ч. № 3-ТЕХ и макетах внутреннего учёта (макет № 15506)). По итогам

года на основании этих данных формируется статистическая отчётность, включая макет по форме N 4.1 «Сведения о работе тепловой электростанции»⁴(№ 51320), предоставляемый в Минэнерго РФ. Согласно техническим характеристикам системы, оперативные данные хранятся в течении 2-3 месяцев, после чего автоматически перезаписываются и не подлежат восстановлению.

АСКУТ (Автоматизированная система коммерческого учета топлива и энергоресурсов). Это интегрированная система, обеспечивающая непрерывный сбор, архивирование и обработку данных по расходу топлива (уголь, мазут, газ), отпуску электрической и тепловой энергии, а также параметрам работы основного и вспомогательного оборудования на станции.

ГИС «ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ». Является государственной системой, регламентированной приказом МЭР от 28.10.2019 № 707. Применяется для предоставления официальной информации в сфере энергосбережения, включая подготовку годовой энергетической декларации и служит единой платформой для консолидации данных мониторинга.

Узлы коммерческого учёта природного газа. Оборудованы сертифицированными газовыми счётчиками с телеметрией, подключёнными к АСУ ТП. Данные передаются в архив автоматически и используются как основной источник для расчёта выбросов CO₂.

Электронные журналы ПТО (производственно-технического отдела). Ежедневные таблицы учёта топлива и параметров работы котлов оформляются в электронных формах Excel/специализированном ПО, подписываются машинистами и проверяются инженерами ПТО. На станции каждый котлоагрегат закреплен за конкретной сменой. В течении смены оперативный персонал осуществляет непрерывный мониторинг параметров работы оборудования АСКУТ. Ответственный дежурный снимает показания по основным параметрам (расход топлива — каменного угля, топочного

⁴[Приказ Росстата от 18.10.2021 N 712 «Об утверждении форм федерального статистического наблюдения с указаниями по их заполнению для организации Министерством энергетики Российской Федерации федерального статистического наблюдения за технико-экономическими показателями работы электростанций»](#)

мазута, природного газа; отпуск тепловой и электрической энергии и др.) с интервалом, установленным внутренним регламентом станции. Полученные значения сводятся в «Суточный отчет смены», где отражаются: масса/объем израсходованного топлива по видам; энергетические параметры; объемы отпущенной электро- и тепловой энергии. По окончании суток «Суточный отчет» подписывается начальником смены как ответственным за достоверность данных. Подписанный отчет передается в ПТО не позднее – утро следующих суток. Специалисты ПТО проверяют корректность заполнения и арифметические расчеты. Разносят информацию по внутренним формам учета. На основании суточных данных ПТО формирует еженедельные сводки, ежемесячные топливно-энергетические балансы, ежеквартальную и годовую отчетность. Ежемесячно (и по итогам года) на основании систематизированных данных ПТО заполняется статистическая форма №3-ТЕХ. Форма утверждается руководителем станции. Затем, на основании данных формы 3-ТЕХ формируются макет внутреннего учёта (макет № 15506) и макет по форме N4.1 «Сведения о работе тепловой электростанции» (№ 51320), предоставляемый в Минэнерго РФ.

Учёт каменного угля ведётся расчётно-аналитическим методом: на основе нагрузки котла, удельных расходов (согласно РД 34.08.552-95[16]) и данных весового контроля (с учётом технологических потерь). При совместном сжигании топлива (каменный уголь + газ) доля расхода каждого вида определяется по тепловой нагрузке и удельной теплоте сгорания, с фиксацией в ежесуточных отчётах ПТО.

Учет расхода мазута топочного на станции осуществляется в соответствии с «Регламентом по учету топлива №23.1-2017», утвержденным Приказом АО «ДГК» от 26.01.2017 №40. Уровень мазута в резервуарах измеряется в начале и в конце каждого календарного месяца с помощью измерительной рулетки (рулетка с грузом Р30Н2Г №0020, так же лазерным сканером TrimbleX7, СК№1449/R; толщинометром ультразвуковым 38DLPLUS№100069910; пирометром инфракрасным XEASTHT-02

№201812007187; анемометром цифровым VT400 №4758911). На основании разницы объемов, скорректированной на температурные условия и плотность топлива, определяется месячный расход мазута.

При поступлении мазута железнодорожным транспортом (в цистернах) его количество фиксируется методом взвешивания или объемно-массовым методом в соответствии с требованиями вышеуказанного Регламента.

Хранение и резервирование данных.

Данные мониторинга, необходимые для расчёта, отчётности и верификации сокращений выбросов ПГ, хранятся в течение всего срока реализации проекта и как минимум в течение срока, установленного законодательством РФ для хранения первичной учётной документации, связанной с реализацией климатических проектов.

Основное (первичное) хранение осуществляется в электронном виде в государственной информационной системе ГИС «Энергоэффективность», использование которой для целей учёта энергетических показателей регламентировано Приказом МЭР от 28.10.2019 №707. Данные в системе сохраняются за весь период её эксплуатации.

Дублирование и архивное хранение обеспечивается на резервных серверах предприятия, а подписанные отчетные формы (при их наличии на бумажном носителе) - в архиве производственно-технического отдела (ПТО) в порядке, предусмотренном Федеральным законом от 22.10.2004 № 125-ФЗ «Об архивном деле в Российской Федерации» [22].

Для обеспечения достоверности и воспроизводимости данных мониторинг проводится в соответствии с элементами Методологии №0013, Методическими указаниями, утверждёнными Приказом Минприроды №371 [5] и РД 34.08.552-95 [16].

Основные задачи мониторинга:

- Сбор и обработка первичных данных о расходе топлива, выработке электро- и тепловой энергии, технологических изменениях.

- Разделение выбросов ПГ на производство электроэнергии и отпуск тепловой энергии.
- Консолидация данных для расчёта количественного сокращения выбросов ПГ.
- Подготовка отчетности по снижению удельных выбросов ПГ.
- Обеспечение прозрачности и проверяемости данных.

Формы, используемые для расчета выбросов парниковых газов:

- Статистическая отчетность по установленным формам федерального статистического наблюдения:
 - Форма 3-ТЕХ «Сведения о работе электростанций и электрических сетей» - источник технических данных по режимам работы и характеристикам оборудования, включая выработку и отпуск энергии, удельные расходы топлива, подписанная начальником ПТО и Гл. Инженером станции;
 - Макет 15506 «Отчет электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования» (РД 34.08.552-95[16]). Заполняется на основе информации из формы «3-ТЕХ».
 - Макет 4.1 Сведения о работе тепловой электростанции (№ 51320). Заполняется по итогам года и передается в Минэнерго РФ.
- Журналы контроля качества топлива - данные о составе и теплотворной способности каменного угля, газа.
- Паспорта на используемое топливо.
- Результаты лабораторных анализов проб топлива.
- Данные с измерительных приборов:
 - Расходомеры-счётчики газа;
 - Системы учёта расхода каменного угля включает в себя прямой учет- это конвейерные весы (ленточные весовые дозаторы), установленные на топливоподаче, для непрерывного измерения массы каменного угля. Подаваемого

в бункера котлов. Инвентаризационный (обратный) учет: ежедневный учет остатков каменного угля в бункерах и складах с определением расхода как разницы между поступлением и остатком, с учетом нормированных потерь. Данные прямого и обратного учета сопоставляются для верификации и формирования окончательного значения расхода топлива для отчетности.

- Уровень мазута в резервуарах измеряется в начале и в конце каждого календарного месяца с помощью измерительной рулетки(рулетка с грузом Р30Н2Г №0020, так же лазерным сканером TrimbleX7, СК№ 1449/R; толщинометром ультразвуковым 38DLPLUS№100069910; пирометром инфракрасным ХЕАСТНТ-02 №201812007187; анемометром цифровым VT400 №4758911). На основании разницы объёмов, скорректированной на температурные условия и плотность топлива, определяется общий месячный расход мазута.

- Техническая документация, включая паспорта оборудования, технологические регламенты.

Методы сбора данных:

- **Инструментальный** - с использованием сертифицированных измерительных приборов;
- **Расчётный** - на основе удельных расходов топлива и коэффициентов выбросов;
- **Документальный** - на основе отчётных форм и технической документации.
- **Автоматизированный** - на основе автоматизированных системах сбора и обработки информации.

Перечень данных, собираемых для расчета сокращений выбросов парниковых газов:

- Отпуск электроэнергии с шин (тыс. кВт*ч) и отпуск тепловой энергии (Гкал) - из статформ№3-ТЕХ.
- Расход топлива (газ, каменный уголь, мазут) - из журналов контроля качества топлива и показаний счетчиков. Отчеты ПТО.
- Коэффициенты выбросов ПГ ($\text{тCO}_2/\text{т.у.т.}$)- в соответствии с Методическими указаниями Приказа Минприроды№371[5].
- Удельный расход топлива (УРУТ) - показатель, используемый для сопоставления эффективности энергетических установок между базовым и проектным периодами. Рассчитывается как отношение общего количества израсходованного топлива, пересчитанного в единую энергетическую базу - условное топливо (т.у.т.), к объёму выработанной тепловой энергии (Гкал) [19].

Особенности учёта мазута, сжигаемого в котлоагрегате №2: Учёт расхода топочного мазута, направляемого на сжигание в котлоагрегате №2, осуществляется в соответствии с «Регламентом по учёту топлива №23.1-2017», утверждённым Приказом АО «ДГК» от 26.01.2017 №40. Уровень мазута в резервуарах измеряется в начале и в конце каждого календарного месяца с использованием следующих средств измерений:

- измерительная рулетка с грузом Р30Н2Г (№0020);
- лазерный сканер Trimble X7 (СК №1449/R от 17.03.2025).

(Примечание: ультразвуковой толщиномер, пирометр и анемометр используются в рамках технического обслуживания и контроля условий хранения, но не участвуют напрямую в измерении объёма топлива.)

На основании измеренных уровней рассчитывается объём мазута в резервуарах. Месячный расход определяется как разница между начальным и конечным объёмами с учётом поступлений мазута (по товарно-транспортным накладным и актам приёмки). Объём мазута корректируется на температуру и плотность топлива, после чего переводится в массу, а затем -в тонны

условного топлива (т.у.т.) и энергетические единицы (ТДж) в соответствии с нормативным значением низшей теплоты сгорания.

Полученное значение расхода мазута в т.у.т. включается в сводные данные по топливу и заносится в статистическую отчетность формы №3-ТЕХ.

Мероприятия по повышению надежности системы мониторинга:

- Регулярная калибровка и поверка приборов (ежегодно).
- Обучение персонала работе с измерительным оборудованием и программными инструментами.
- Внутренние аудиты для проверки точности данных.

Способы сбора данных:

- Автоматизированный сбор через расходомеры-счетчики.
- Ручной ввод данных из журналов контроля качества топлива и статформ.

Проверка точности данных:

- Ежегодная поверка измерительных приборов аккредитованными лабораториями.
- Сравнение текущих данных с УРУТ и предыдущими периодами.
- Экспертная оценка достоверности расчетов.

Мониторинг проектного и базового сценария.

- Проектный сценарий: Данные по расходу газа и каменного угля собираются отдельно. Выбросы ПГ рассчитываются с учетом перевода котлоагрегата энергоблока ст. №2 на два основных вида топлива, где природный газ используется в качестве основного, а каменный уголь - в качестве второго основного топлива с сохранением возможности использования топочного мазута в качестве растопочного и аварийного топлива.
- Используются исторические данные по расходу каменного угля и топочного мазута.

Используются данные за 2020, 2022 и 2023 гг., данные за 2021 и 2024 годы исключены из-за продолжительных ремонтов оборудования [14], которые не позволяют рассматривать эти периоды как репрезентативные.

Особое внимание в плане мониторинга уделено сохранению целостности и воспроизводимости базовой линии.

Выбросы ПГ по базовой линии рассчитаны на основе фиксированных значений удельной углеродоёмкости ($\text{т CO}_2/\text{Гкал}$ и $\text{т CO}_2/\text{МВт}\cdot\text{ч}$) технологического процесса, имевшего место до реализации проекта, при сжигании каменного угля и топочного мазута в составе топливного баланса котлоагрегата энергоблока ст. №2.

Цель: обеспечить возможность корректного расчёта сокращений в будущем путём сравнения фактических проектных выбросов (от сжигания природного газа и резервных видов топлива) с базовым уровнем, отнесённым к реально произведённым объёмам тепловой и электрической энергии в зачетном периоде.

Таким образом, базовая линия будет пересчитываться ежегодно за весь зачетный период (2026-2030гг.) исходя из фактического расхода каменного угля и газа, как основных видов топлива (а также топочного мазута в качестве растопочного и аварийного) и данных о соответствующем отпуске тепловой (Гкал) и электрической (МВт*ч) энергии. Это позволяет объективно оценивать климатический эффект от фактического замещения высокоуглеродного топлива на низкоуглеродное, независимо от изменений в структуре и объёмах совместной выработки.

План мониторинга обеспечивает:

- Точность и достоверность данных.
- Соответствие требованиям российского законодательства.
- Возможность независимой верификации результатов.

Валидация и верификация.

В соответствии с пунктом 6.2, подпунктом К (5) ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021 [3], в настоящем проекте определены срок валидации и периодичность верификации результатов реализации климатического проекта.

Валидация ПТД проводится однократно до начала зачётного периода и является обязательным условием для регистрации проекта в национальной системе учёта сокращений ПГ. Планируемая дата завершения валидации - до 31.12.2025 г.

Верификация результатов реализации проекта проводится ежегодно в течение всего зачётного периода. Каждый год после окончания календарного года (в срок до 30 апреля следующего года) осуществляется сбор данных за предыдущий год, подготовка отчёта о сокращениях выбросов и его независимая верификация аккредитованной третьей стороной (верификатором).

Сроки верификации:

- Первый отчетный период: данные за 2026 г. → верификация (июнь – сентябрь 2027 г.)
- Последующие отчетные периоды: ежегодно по аналогии.

Указанный подход соответствует положениям Раздела 4 «Период кредитования проекта» Методологии №0013 [2], согласно которому зачётный период составляет 5 лет (2026–2030 гг.), а сокращения рассчитываются и верифицируются ежегодно.

Данный раздел позволит в дальнейшем эффективно отслеживать динамику выбросов и демонстрировать экологическую эффективность проекта.

Таблица Г.1. Структура мониторинга данных с участием задействованных лиц предприятия

№ п.п.	Наименование параметра мониторинга	Должность ответственного лица
1	Расчетные показатели	Инженер по охране окружающей

	выбросов ПГ	среды ПТО Шершнева Наталья Владимировна
2	Выработка электроэнергии (тыс. кВт*ч)	Ведущий инженер ПТО Воеводина Ольга Андреевна
3	Отпуск тепловой энергии (Гкал)	Инженер 1 категории ПТО Козуб Марина Викторовна
4	Данные о собственных нуждах (СПН)	Ведущий инженер ПТО Воеводина Ольга Андреевна
5	Режим работы оборудования	Ведущий инженер ПТО Мельников Евгений Александрович
6	Расход газа (тыс.м ³)	Ведущий инженер ПТО Воеводина Ольга Андреевна
7	Расход угля (т)	Ведущий инженер ПТО Воеводина Ольга Андреевна
8	Удельный расход топлива (УРУТ)	Ведущий инженер ПТО Воеводина Ольга Андреевна
9	Данные о поставках топлива	Инженер 1 категории ЦТП Волкова Ирина Сергеевна
10	Качество топлива (теплотворная способность)	Инженер 1 категории ХЦ Добрыдень Людмила Анатольевна
11	Состав природного газа	Инженер 1 категории ХЦ Добрыдень Людмила Анатольевна
12	Зольность и влажность угля	Инженер 1 категории ХЦ Добрыдень Людмила Анатольевна
13	Качественные показатели мазута	Инженер 1 категории ХЦ Добрыдень Людмила Анатольевна
14	Технологические параметры работы оборудования	Заместитель главного инженера Барсук Андрей Олегович
15	Подготовка и сдача годового отчета по реализации	Ведущий специалист НИЦ РусГидро о. Русский

	климатического проекта в зачетные периоды	
--	---	--

Все данные, которые являются частью мониторинга выбросов по проекту, должны архивироваться и храниться не менее 2 лет после окончания последнего периода кредитования. Все параметры, необходимые для количественного определения выбросов, должны контролироваться и быть частью системы мониторинга выбросов. Все измерения должны проводиться с помощью калиброванного измерительного оборудования в соответствии с отраслевыми стандартами.

Г.1.1. Показатели и параметры, фиксируемые предварительно

Таблица Г.1.1-1. Валовое количество электроэнергии, отпущенное с шин/отпущенной теплоэнергии

Данные / Параметр	EG_{отп,х}, W_{отп,х}
Единица измерения	МВт*ч/год, Гкал/год
Описание	Валовое количество электроэнергии, отпущенной с шин/отпущенной теплоэнергии котлоагрегатом ст. №2 в году х, где х -три года, непосредственно предшествующих началу проекта (2020, 2022, 2023).
Периодичность измерения / снятия показаний / записи данных	Данные фиксируются однократно– при подготовке ПТД.
Источник данных	Производственные журналы, формы статистической отчетности 3-ТЕХ, куда заносится из отчетов на основании данных измеряемых по показаниям счётчиков электроэнергии АСКУЭ: - СЭТ-4ТМ.03.01 (зав. №0111080743) - СЭТ-4ТМ.03.01 (зав. №0109055168) И теплоэнергии через АСКУТ (подсистема учета тепла (ТМ – тепломагистраль) ТМ31, ТМ32, ТМ33), журналы ПТО, тепловые балансы
Измеряемый / вычисляемый / используемый по умолчанию	Используемые по умолчанию на основании данных форм №3-ТЕХ.
Метод расчета (если применимо)	-
Назначение данных	Определение годового отпуска электроэнергии и теплоэнергии для расчёта базового коэффициента выбросов.
Процедуры контроля качества/ гарантия качества	Сверка данных за 2020, 2022, 2023 гг. стат. отчетность №3-ТЕХ (помесечно и по году)
Периодичность мониторинга	Не применяется (данные относятся к базовому периоду и фиксируются однократно).
Комментарии	Для расчёта базового коэффициента выбросов используются значения по показателям за 2020, 2022, 2023 гг.

Таблица Г.1.1-2. Расход топлива котлоагрегатом ст. №2

Данные / Параметр	$FC_{i,x,y}$
Единица измерения	тут/год
Описание	Количество ископаемого топлива вида i , сожжённого на котлоагрегате ст. №2 в году x , где x - три года, непосредственно предшествующих началу проекта (2020, 2022, 2023).
Периодичность измерения / снятия показаний / записи данных	Однократно – при подготовке ПТД.
Источник данных	Форма №3-ТЕХ, формируемая на основе данных АСКУТ, товарно-транспортных накладных, производственных журналов.
Измеряемый / вычисляемый / используемый по умолчанию	Используемый по умолчанию на основании Формы №3-ТЕХ
Метод расчета (если применимо)	-
Назначение данных	Определение базового объёма потребления топлива для расчёта фиксированных базовых коэффициентов выбросов для оценки базовой линии.
Процедуры контроля качества/ гарантия качества	Сверка данных за 2020, 2022, 2023 гг. стат. отчетность №3-ТЕХ (помесечно и по году)
Периодичность мониторинга	Однократно при подготовке ПТД
Комментарии	Для расчёта базового коэффициента выбросов используются значения по показателю за 2020, 2022, 2023 гг.

Таблица Г.1.1-3. Удельная углеродоемкость (базовый коэффициент выбросов)

Данные / Параметр	EF_{bl,ээ}, EF_{bl,тепло}
Единица измерения	т CO ₂ / МВт*ч, т CO ₂ / Гкал
Описание	Фиксированные базовые коэффициенты выбросов, рассчитанные как отношение суммарных выбросов CO ₂ к суммарному отпуску электрической и тепловой энергии за три года, непосредственно предшествующих началу проекта (2020, 2022, 2023)
Периодичность измерения / снятия показаний / записи данных	Однократно -при подготовке ПТД
Источник данных	Расчет на основе данных за 2020, 2022 и 2023 гг., полученных из: форм статистической отчетности №3-ТЕХ (отпускэлектро- и тепловой энергии); производственных журналов ПТО (расход топлива);Приказ Минприроды №371 [5]
Измеряемый / вычисляемый / используемый по умолчанию	Вычисляемый
Метод расчета (если применимо)	Расчет включает следующие этапы: 1. Валовые выбросы за год, т CO₂: $BE_{вал} = \sum FC_{i,x,bl} * EF_{CO2,i,x}$ FC_{i,x,bl}-количество ископаемого топлива вида i, сожжённого на котлоагрегате ст. №2 в году x, где x -три последовательных года, непосредственно предшествующих началу проекта (2020, 2022, 2023 гг.).тут/год 2. Коэффициент выбросов CO₂ от сжигания каменного угля/мазута топочного, т CO₂/тут $EF_{CO2,i,y} = EF_{уд,i,ybl} * NCV_{i,ybl}$ EF_{уд,i,y, bl}– удельный показатель выбросов CO₂ (уголь каменный/мазут топочный) т CO₂/ГДж (согласно Приказу Минприроды №371, таб.1.1); NCV_{i,y, bl}-низшая теплота сгорания (НТС) каменного угля / мазута топочного, ГДж/тут: i – вид топлива (каменный уголь / мазут топочный) 3 Низшая теплота сгорания каменного угля/мазута, ГДж/тут: $NCV_{i,y} = NCV_{i,y} / k_i$ NCV_{i,y}-низшая теплота сгорания каменного угля/мазута топочного, ГДж/т k_i– коэффициент перевода в тонны условного

	топлива, тун./т (согласно Приказу Минприроды №371, таб.1.1). 4. Суммарная приведенная энергия, Гкал $E_{\text{прив,х}} = (E_{\text{отп}} * q_{\text{т}}^{\text{нет}}/1000) + W_{\text{отп}}$ $q_{\text{т}}^{\text{нет}}$—удельный расход тепла нетто на турбину, ккал/кВтч $E_{\text{отп}}$— отпущенная с шин электроэнергия, тыс. кВтч $W_{\text{отп}}$— отпущенная теплоэнергия, Гкал 5. Доля энергии (OF), д.ед.: $OF_{\text{el}} = (E_{\text{отп}} * 0,86)/E_{\text{прив,х}}$ $OF_{\text{теп}} = W_{\text{отп}}/E_{\text{прив,х}}$ 6. Распределение выбросов парниковых газов на виды энергии за год х, т CO₂: $BE_{\text{эл}} = BE_{\text{CO2}} * OF_{\text{el}}$ $BE_{\text{теп}} = BE_{\text{CO2}} * OF_{\text{теп}}$ 7. Удельные выбросы парниковых газов за год х, (т CO₂/МВт*ч, т CO₂/Гкал): $EF_{\text{bL,(эл, тепло),х}} = BE_{\text{(эл,х, теп,х)}} / E_{\text{Гх}} (W_{\text{х}})$ $BE_{\text{эл,х}}, BE_{\text{теп,х}}$ - выбросы CO₂ от выработки электро- и тепловой энергии в году х, т CO₂ $E_{\text{Гх}}, W_{\text{х}}$ – отпуск электроэнергии с шин и тепловой энергии в году х, МВт*ч, Гкал 8. Фиксированные базовые коэффициенты (средние за 2020, 2022. 2023 гг.): $EF_{\text{blэ}} = 1,017 \text{ тCO}_2/\text{МВт*ч}$ $EF_{\text{blтепло}} = 0,542 \text{ т CO}_2/\text{Гкал}$
Назначение данных	Определение постоянного базового уровня выбросов на единицу продукции для сравнения с проектными выбросами
Процедуры контроля качества/ гарантия качества	Расчёт проверяется внутренним аудитом и сверяется с данными энергетического паспорта станции
Периодичность мониторинга	Не применяется -значение фиксируется однократно на весь проектный период (2026–2030 гг.).
Комментарии	$EF_{\text{blэ}} - 1,017 \text{ т CO}_2/\text{МВт*ч}$ (на 1 МВт*ч отпущенной электроэнергии), $EF_{\text{blтепло}} - 0,542 \text{ т CO}_2/\text{Гкал}$ (на 1 Гкал отпущенной тепловой энергии)

Таблица Г.1.1-4. Доля электроэнергии и теплоэнергии в энергетическом балансе

Данные / Параметр	$OF_{elavrbl}$, $OF_{тепavrbl}$
Единица измерения	д.ед.
Описание	Фиксированные среднегодовые доли электро- и теплоэнергии в энергобалансе котлоагрегата ст. №2 за три года, непосредственно предшествующих началу проекта (2020, 2022, 2023)
Периодичность измерения / снятия показаний / записи данных	Однократно - при подготовке ПТД.
Источник данных	форма №3-ТЕХ, данные АСКУТ
Измеряемый / вычисляемый / используемый по умолчанию	Вычисляемый
Метод расчета (если применимо)	Среднее арифметическое за три года
Назначение данных	Определение расхода условного топлива на отпуск электро- и теплоэнергии на котлоагрегате ст. №2 ХТЭЦ-3 по базовому сценарию: $FC_{эз\ bl} = (FC_{газ,y,pl} + FC_{уголь,y,pl} + FC_{мазут,y,pl}) \times OF_{elavrbl}$ $FC_{тэ\ bl} = (FC_{газ,y,pl} + FC_{уголь,y,pl} + FC_{мазут,y,pl}) \times OF_{теп\ avr\ bl}$ где $FC_{газ,y,pl}$ – объем потребления природного газа по проектному сценарию, тут. $FC_{уголь,y,pl}$ – объем потребления каменного угля по проектному сценарию, тут. $FC_{мазут,y,pl}$ – объем потребления топочного мазута по проектному сценарию, тут
Процедуры контроля качества/ гарантия качества	Сверка данных за 2020, 2022, 2023 гг. стат. отчетность №3-ТЕХ (помесечно и по году)
Периодичность мониторинга	Однократно при подготовке ПТД
Комментарии	$OF_{elavrbl}$ – 0,686 $OF_{тепavrbl}$ – 0,314

Таблица Г.1.1-5. Удельный расход условного топлива на отпущенную тепло- и электроэнергию

Данные / Параметр	$\beta_{эзavr,bl}$, $\beta_{тэavr,bl}$
-------------------	---

Единица измерения	г/кВтч, кг/Гкал
Описание	Фиксированные среднегодовые удельные расходы условного топлива, сожжённого на котлоагрегате ст. №2, на отпущенную тепло- и электроэнергию, за три года, непосредственно предшествующих началу проекта (2020, 2022, 2023)
Периодичность измерения / снятия показаний / записи данных	Однократно - при подготовке ПТД.
Источник данных	Форма №3-ТЕХ
Измеряемый / вычисляемый / используемый по умолчанию	Вычисляемый
Метод расчета (если применимо)	Среднее арифметическое за три года
Назначение данных	Определение объема отпущенной электроэнергии и теплоэнергии с котлоагрегата ст. №2 ХТЭЦ-3 по базовому сценарию: $EG_{bl} = FC_{ээ\ bl} \times 10^3 / \beta_{ээ\ avr, bl}$ $W_{bl} = FC_{тэ\ bl} \times 10^3 / \beta_{тэ\ avr, bl}$
Процедуры контроля качества/ гарантия качества	Внутренняя согласованность отчета. Пересчет: ежемесячные данные вручную или в Excel сложить данные по строкам/столбцам и сравнить с итоговым отчетом. Итоги в отчете должны точно равняться сумме составляющих. Сравнение с данными из отчета формы №3-ТЕХ (показатели по одним и тем же позициям в разных отчетах должны совпадать).
Периодичность мониторинга	Однократно при подготовке ПТД
Комментарии	$\beta_{ээ\ avr, bl} - 387 \text{ г/кВтч}$ $\beta_{тэ\ avr, bl} - 162 \text{ кг/Гкал}$

Таблица Г.1.1-6. Удельный расход тепла нетто на турбину

Данные / Параметр	$q_{г\text{ нетт}}^x$
Единица измерения	ккал/кВтч
Описание	Удельный расход тепла нетто на турбину ст. №2 в году x, где x – три года, непосредственно предшествующих началу проекта (2020, 2022, 2023).

Периодичность измерения / снятия показаний / записи данных	Однократно – при подготовке ПТД.
Источник данных	Форма №3-ТЕХ, формируемая на основе данных АСКУТ, товарно-транспортных накладных, производственных журналов.
Измеряемый / вычисляемый / используемый по умолчанию	Используемый по умолчанию на основании Формы №3-ТЕХ
Метод расчета (если применимо)	-
Назначение данных	Определение объема суммарной приведенной энергии (Гкал) для расчёта фиксированных базовых коэффициентов выбросов для оценки базовой линии.
Процедуры контроля качества/ гарантия качества	Сверка данных за 2020, 2022, 2023 гг. стат. отчетность №3-ТЕХ (помесечно и по году)
Периодичность мониторинга	Однократно при подготовке ПТД
Комментарии	Для расчёта базового коэффициента выбросов используются значения по показателю за 2020, 2022, 2023 гг.

Г.2. Мониторинг выбросов ПГ по базовой линии.

Выбросы по базовой линии рассчитаны на основе фиксированных значений удельной углеродоёмкости ($\text{т CO}_2/\text{Гкал}$ и $\text{т CO}_2/\text{МВт}\cdot\text{ч}$) технологического процесса, рассчитанных на основе средних показателей за 2020, 2022 и 2023 гг., имевшего место до реализации проекта, при сжигании каменного угля и топочного мазута в составе топливного баланса котлоагрегата энергоблока ст. №2. Базовая линия будет пересчитываться ежегодно за весь зачетный период (2026-2030 гг.) исходя из фактического расхода каменного угля и газа, как основных видов топлива (а также топочного мазута в качестве растопочного и аварийного) и данных о соответствующем отпуске тепловой (Гкал) и электрической (МВт*ч) энергии. Это позволит объективно оценивать климатический эффект от фактического замещения высокоуглеродного топлива на низкоуглеродное, независимо от изменений в структуре и объёмах совместной выработки.

Г.2.1.Описание формул для расчета выбросов по базовой линии

Хабаровская ТЭЦ-3 изначально была запроектирована и введена в эксплуатацию как угольная тепловая электростанция. В настоящее время на станции реализуется проект «Техническое перевооружение ТЭЦ-3 с переводом на сжигание природного газа котлоагрегата энергоблока ст. №2».

В ходе реализации проекта предполагается поэтапное изменение топливного баланса станции: доля каменного угля будет снижаться, а доля природного газа – увеличиваться, что позволит значительно сократить выбросы ПГ и повысить экологическую эффективность производства энергии.

В качестве методологической основы для оценки сокращений выбросов ПГ использовались элементы Методологии климатического проекта №0013 [2], адаптированной под требования Приказа Минприроды №371[5] и внутренней методики ХТЭЦ-3 РД 34.08.552-95 от 01.02.1996 [16].

Выбросы ПГ по базовой линии рассчитаны на основе фиксированных значений удельной углеродоёмкости ($\text{т CO}_2/\text{Гкал}$ и $\text{т CO}_2/\text{МВт*ч}$) технологического процесса, рассчитанных на основе средних показателей за 2020, 2022 и 2023 гг., имевшего место до реализации проекта, при сжигании каменного угля и топочного мазута в составе топливного баланса котлоагрегата энергоблока ст. №2. Данные за 2021 и 2024 годы исключены из-за продолжительных ремонтов оборудования [14], которые не позволяют рассматривать эти периоды как репрезентативные. Расчёт базового коэффициента выбросов выполнен в соответствии с методикой, применяемой на ХТЭЦ-3 для определения удельных расходов топлива и энергетических показателей – РД 34.08.552-95 [16].

Согласно этой методике, удельные выбросы CO_2 на единицу продукции (электроэнергия и тепло) рассчитываются как отношение суммарных выбросов к суммарному отпуску энергии за базовый период.

Определение базового сценария

В отличие от Методологии №0013 [2], где применяется формула 3.10(с) с переменным коэффициентом, в данном проекте используется упрощённый и более прозрачный подход, соответствующий практике учёта на ХТЭЦ-3:

$$BE_y = (EG_{bl} \times EF_{bl,э}) + (W_{bl} \times EF_{bl, тепло}) \quad (1)$$

где:

- BE_y —выбросы парниковых газов по базовому сценарию в году y , т CO_2 ;
- EG_{bl} — объем отпущенной электроэнергии с котлоагрегата ст. №2 ХТЭЦ-3 по базовому сценарию(рассчитывается согласно формулам в таблицах Г.1.1-4, Г.1.1-5), МВт*ч;
- $EF_{bl,э}$ —фиксированный базовый удельный коэффициент выбросов CO_2 на 1 МВт*ч отпущенной электроэнергии, рассчитанный по данным 2020, 2022 и 2023 гг. $\rightarrow 1,017 \text{ т } CO_2/\text{МВт*ч}$ (рассчитано согласно формулам в таблице Г.1.1.-3);
- W_{bl} — объем отпущенной теплоэнергии с котлоагрегата ст. №2 ХТЭЦ-3 по базовому сценарию(рассчитывается согласно формулам в таблицах Г.1.1-4, Г.1.1-5), Гкал/год;
- $EF_{bl, тепло}$ —фиксированный базовый удельный коэффициент выбросов CO_2 на 1 Гкал отпущенной тепловой энергии, рассчитанный по данным 2020, 2022 и 2023 гг. $\rightarrow 0,542 \text{ т } CO_2/\text{Гкал}$ (рассчитано согласно формулам в таблице Г.1.1.-3);

Обоснование исходных данных

- $EG_{bl} = 721721 \text{ МВт*ч/год}$ и $W_{bl} = 791021 \text{ Гкал/год}$ —значения, рассчитанные на основе данных о планируемых объемах потребления топлива ($FC_{газ,y,pl} + FC_{уголь,y,pl} + FC_{мазут,y,pl}$);
- Также при расчете были использованы фиксированные средние значения долей электро- и теплоэнергии в энергобалансе котлоагрегата ст. №2 ($OF_{el,avr,bl} = 0,686$, $OF_{теп,avr,bl} = 0,314$) и фиксированные среднегодовые удельные расходы условного топлива на отпущенную тепло- и электроэнергию, сожжённого на котлоагрегате ст. №2 ($\beta_{э,avr,bl} = 387 \text{ г/кВтч}$, $\beta_{тэ,avr,bl} = 162 \text{ кг/Гкал}$)

рассчитанные на основе данных за 2020, 2022 и 2023 гг. по форме №3-ТЕХ;

- $EF_{bl,э\ddot{a}} = 1,017 \text{ т CO}_2/\text{МВт}\cdot\text{ч}$ и $EF_{bl,тепло} = 0,542 \text{ т CO}_2/\text{Гкал}$ - фиксированные базовые удельные коэффициенты, рассчитанные как среднее по данным 2020, 2022 и 2023 гг. на основе:
 - расхода топлива (пересчитанного в условное топливо по форме №3-ТЕХ);
 - коэффициентов выбросов CO_2 от сжигания топлива, коэффициентов выбросов CO_2 от сжигания топлива, (произведение удельного показателя выбросов CO_2 (из Приказа Минприроды №371[5], табл. 1.1) на низшую теплоту сгорания (НТС) топлива;
 - объемов отпуска электро- и тепловой энергии (по форме №3-ТЕХ).

Годовой объем выбросов парниковых газов по базовому сценарию в течение зачетного периода в 2026-2030 гг. составит:

$$BE_y = (721721 \times 1,017) + (791021 \times 0,542) = 1\,163\,305 \text{ т CO}_2/\text{Год}.$$

Таблица Г.2.1–1. Коэффициенты выбросов CO_2 от сжигания топлив, используемых на котлоагрегате ст. №2 ХТЭЦ-3

Параметр	Ед.изм.	2020	2022	2023	2026-2030
Коэффициент выбросов CO_2 от сжигания топочного мазута, $EF_{\text{CO}_2\text{мазут},y,bl}$	т CO_2 / тут топлива	2,36	2,32	2,33	2,34
Коэффициент выбросов CO_2 от сжигания каменного угля, $EF_{\text{CO}_2\text{уголь},y,bl}$	т CO_2 / тут топлива	2,90	2,86	3,02	2,93

Г.3. Мониторинг выбросов ПГ по проектному сценарию

Проектные выбросы ПГ рассчитываются ежегодно на основе фактического расхода топлива и фактической выработки энергии в каждом отчётном году.

Таблица Г.3-1 Выбросы ПГ по проектному сценарию

Данные / Параметр	PE_y
Единица измерения	т CO ₂ /год
Описание	Годовые выбросы ПГ по проектному сценарию в году у, рассчитанные на основе фактического расхода топлива и коэффициентов выбросов
Периодичность измерения / снятия показаний / записи данных	Непрерывный учёт расхода топлива
Источник данных	Расчётный способ на основе данных АСУТП, журналов ПТО, формы №3-ТЕХ, паспортов топлива.
Измеряемый / вычисляемый/ используемый по умолчанию	Вычисляемый
Метод расчета (если применимо)	Формула: $PE_y = \sum (FC_{j,ypl} \times EF_{CO_2,jpl})$ PE_y – проектные выбросы ПГ в году у, т CO ₂ ; $FC_{j,ypl}$ – фактический расход топлива вида j (каменный уголь, природный газ, мазут топочный) в году у, выраженный в тоннах условленного топлива (тут) $EF_{CO_2,jpl}$ – коэффициент выбросов CO ₂ для топлива (каменный уголь, природный газ, мазут топочный) j в году у. т CO ₂ /тут
Назначение данных	Определение объёма прямых выбросов для расчёта сокращений
Процедура контроля качества / гарантии качества	Расчёт выполняется в соответствии с Приказом Минприроды №371[5]; исходные данные сверяются с АСУТП и формой №3-ТЕХ и методом определения удельных расходов топлива по котлоагрегату №2, принятому на станции (РД 34.08.552-95[16]) Все необходимые данные с АСУ ТП (оперативные данные хранятся в течении 2-3 месяцев) ежесуточно фиксируются машинистами и передаются в ПТО станции,

	где отражаются в утверждённых формах статистической отчётности (в т.ч. № 3-ТХ и макетах внутреннего учёта (макет № 15506)). По итогам года на основании этих данных формируется статистическая отчётность, включая макет по форме N 4.1 (№ 51320), предоставляемый в Минэнерго РФ.
Периодичность мониторинга	Ежегодно
Комментарии	Плановое значение на 2026-2030 гг.: 907 617 т CO ₂ /год

Таблица Г.3-2 Расход мазута в проектном сценарии

Данные / Параметр	$FC_{\text{мазут}, \text{урл}}$
Единица измерения	тут/год
Описание	Годовой расход топочного мазута в проектном сценарии в году u , пересчитанный в тонны условного топлива
Периодичность измерения / снятия показаний / записи данных	Непрерывный учёт расхода топлива
Источник данных	АСКУТ, форма №3-ТЕХ, журналы ПТО, товарно-транспортные накладные
Измеряемый / вычисляемый/ используемый по умолчанию	Измеряемый
Метод расчета (если применимо)	Расход мазута определяется на основе измерений уровня мазута в резервуарах с использованием измерительной рулетки и лазерный сканер Trimble X7 в начале и конце отчётного периода. Объём израсходованного мазута рассчитывается как разница между начальным и конечным объёмами с учётом поступлений, пересчёт в тут через НТС.
Назначение данных	Исходные данные для расчёта проектных выбросов PE_y
Процедура контроля качества / гарантии качества	Сверка данных формы №3-ТЕХ с платежными документами, энергетическими и топливными балансами энергоблока; внутренний аудит достоверности учета топлива. Все необходимые данные с АСКУТ (подсистема АСУТП, где оперативные данные хранятся в течении 2-3 месяцев) ежедневно фиксируются машинистами и передаются в ПТО станции, где отражаются в утверждённых формах статистической отчётности (в т.ч. № 3-ТЕХ) и макетах внутреннего учёта (макет № 15506). По итогам года на основании этих данных формируется статистическая отчётность, включая макет по форме N 4.1 (№ 51320), предоставляемый в Минэнерго РФ.
Периодичность мониторинга	Непрерывный мониторинг. Годовое агрегирование данных

Комментарии	Плановые объёмы на 2026 - 2030 по мазуту:2710 тут.
-------------	--

Таблица Г.3-3Расход природного газа в проектном сценарии

Данные / Параметр	$FC_{газ,упл}$
Единица измерения	тут/год
Описание	Годовой расход природного газа в проектном сценарии в году u , пересчитанный в тонны условного топлива
Периодичность измерения / снятия показаний / записи данных	Непрерывный учёт расхода топлива
Источник данных	АСУТП, форма №3-ТЕХжурналы ПТО,
Измеряемый / вычисляемый/ используемый по умолчанию	Измеряемый (расход газа,)
Метод расчета (если применимо)	Показания счётчиков (ИРВИС-K300 DN300 инв.№6661; ИРВИС-K300 DN300 инв.№6662; ИРВИС-K300 DN200 инв.№6657 пересчёт в тут через НТС.
Назначение данных	Исходные данные для расчёта проектных выбросов PE_y
Процедура контроля качества / гарантии качества	Сверка с платёжными документами, энергетическими балансами. Все необходимые данные из АСУТП (где оперативные данные хранятся в течении 2-3 месяцев) ежесуточно фиксируются машинистами и передаются в ПТО станции, где отражаются в утверждённых формах статистической отчётности (в т.ч. № 3-ТЕХ)и макетах внутреннего учёта (макет № 15506). По итогам года на основании этих данных формируется статистическая отчётность, включая макет по форме N 4.1(№ 51320), предоставляемый в Минэнерго РФ.
Периодичность мониторинга	Непрерывно. Годовое агрегирование
Комментарии	Плановые объёмы на 2026-2030 по газу природному:– 210 782 тут,

Таблица Г.3-4Отпуск электроэнергии с шин

Данные / Параметр	$Эотп$
Единица измерения	тыс. кВтч
Описание	Отпуск электроэнергии с шин ,

	обеспечиваемый энергоблоком ст. №2
Периодичность измерения / снятия показаний / записи данных	Почасовой учет
Источник данных	АСКУТ, форма №3-ТЕХ, журналы ПТО, суточные/месячные отчеты по выработке
Измеряемый / вычисляемый/ используемый по умолчанию	Измеряемый
Метод расчета (если применимо)	Интегрирование показаний счетчиков (СЭТ-4ТМ.03.01 (зав. №0111080743), СЭТ-4ТМ.03.01 (зав. №0109055168)) активной электроэнергии на отходящих линиях генератора; годовое суммирование
Назначение данных	Определение удельного расхода топлива на отпущенную электроэнергию, расчет доли выбросов, приходящейся на электроэнергию, в рамках распределения выбросов по видам электроэнергия/тепло
Процедура контроля качества / гарантии качества	Сверка с оперативной отчетностью, балансами станции, данными диспетчерских графиков; поверка калибровки счетчиков электроэнергии. Все необходимые данные с АСКУТ (подсистема АСУТП, где оперативные данные хранятся в течении 2-3 месяцев) ежедневно фиксируются машинистами и передаются в ПТО станции, где отражаются в утверждённых формах статистической отчетности (в т.ч. № 3-ТЕХ)и макетах внутреннего учёта (макет № 15506). По итогам года на основании этих данных формируется статистическая отчётность, включая макет по форме N 4.1 (№ 51320), предоставляемый в Минэнерго РФ.
Периодичность мониторинга	Непрерывный учет, агрегирование по месяцам и году
Комментарии	Используется в совокупности с данными по отпуску тепла (таблица Г.3-5) для расчета эквивалентной выработки и распределения расхода топлива между видами энергии

Таблица Г.3-5 Отпуск тепловой энергии

Данные / Параметр	<i>Q_{от}</i>
Единица измерения	Гкал

Описание	Отпуск тепловой энергии, обеспечиваемый энергоблоком ст. №2
Периодичность измерения / снятия показаний / записи данных	Почасовой учет
Источник данных	АСКУТ (подсистема учета тепла (ТМ – тепломагистраль) ТМ31, ТМ32, ТМ33), форма №3-ТЕХ, журналы ПТО, тепловые балансы
Измеряемый / вычисляемый/ используемый по умолчанию	Измеряемый
Метод расчета (если применимо)	Расчет по показаниям расходомеров сетевой воды, датчиков температуры прямого и обратного трубопроводов
Назначение данных	Расчет удельного расхода топлива на тепло, распределение выбросов между тепло- и электроэнергией
Процедура контроля качества / гарантии качества	Сверка с тепловыми балансами, платежными документами по теплоснабжению, внутренними отчетами тепловых инспекций. Все необходимые данные с АСКУТ (подсистема АСУТП, где оперативные данные хранятся в течении 2-3 месяцев) ежедневно фиксируются машинистами и передаются в ПТО станции, где отражаются в утверждённых формах статистической отчетности (в т.ч. № 3-ТЕХ) и макетах внутреннего учёта (макет № 15506). По итогам года на основании этих данных формируется статистическая отчетность, включая макет по форме N 4.1 (№ 51320), предоставляемый в Минэнерго РФ.
Периодичность мониторинга	Непрерывный учет, агрегирование по месяцам и году
Комментарии	Фактическая тепловая нагрузка является ключевым параметром при расчете нормативного и фактического расхода топлива. Данные обязательны для мониторинга и верификации выбросов в проектном сценарии

Таблица Г.3-6Расход каменного угля в проектном сценарии

Данные / Параметр	$FC_{уголь, y pl}$
Единица измерения	тут/год

Описание	Годовой расход каменного угля в проектном сценарии в году u , пересчитанный в тонны условного топлива
Периодичность измерения / снятия показаний / записи данных	Непрерывный учёт расхода топлива
Источник данных	Данные конвейерных весов (прямой учет): - Весы конвейерные КУРС-2Z-(1/1/3)-160/05, Рег. № 59947-15 (заводской (серийный) номер: 174797) - Весы конвейерные КУРС-2Z-(1/1/3)-160/05, Рег. № 59947-15 (заводской (серийный) номер: 174796) , журналы ПТО(инвентаризационный учет с учетом потерь), форма №3-ТЕХ
Измеряемый / вычисляемый/ используемый по умолчанию	Вычисляемый. Основой является инвентаризационный (обратный) учет с учетом нормированных потерь, верифицируемый данными конвейерных весов, на основе параметров отпуска электроэнергии с шин (<i>Эотп</i>) и отпуска тепловой энергии (<i>Qот</i>) как разницы между потребленным природным газом и мазутом
Метод расчета (если применимо)	Расчет по данным инвентаризации остатков и поступления. Пересчет в тут через НТС.
Назначение данных	Исходные данные для расчёта проектных выбросов PE_y
Процедура контроля качества / гарантии качества	Сверка с платёжными документами, энергетическими балансами, сопоставление с конвейерных весов. Все необходимые данные с АСКУТ (подсистема АСУТП, где оперативные данные хранятся в течении 2-3 месяцев) ежедневно фиксируются машинистами и передаются в ПТО станции, где отражаются в утверждённых формах статистической отчётности (в т.ч. № 3-ТЕХ) и макетах внутреннего учёта (макет № 15506). По итогам года на основании этих данных формируется статистическая отчётность, включая макет по форме N 4.1 (№ 51320), предоставляемый в Минэнерго РФ.
Периодичность мониторинга	Непрерывно. Годовое агрегирование
Комментарии	Плановые объёмы на 2026 - 2030 по углю

	каменному: 193 448 тут
--	---------------------------

Таблица Г.3-7 Коэффициент выбросов CO₂ для природного газа

Данные / Параметр	$EF_{CO_{2газ,у\text{пл}}}$
Единица измерения	т CO ₂ /тут
Описание	Коэффициент выбросов CO ₂ при сжигании природного газа в году у
Периодичность измерения / снятия показаний / записи данных	При поступлении каждой партии топлива с новым паспортом качества
Источник данных	1. На начальном этапе: Приказ Минприроды №371 (табл. 1.1) 2. При наличии: Паспорта качества (протоколы анализа) на поступающий природный газ с указанием НТС и состава.
Измеряемый / вычисляемый/ используемый по умолчанию	Вычисляемый
Метод расчета (если применимо)	Расчет коэффициента выбросов CO₂ по проектному сценарию согласно формуле 1.3 Приложения 1 к методике Приказа Минприроды №371 [5] с переводом в т CO₂/тут: $EF_{CO_{2газ,у\text{пл}}} = \frac{EFf_{CO_{2газ,у\text{пл}}}}{NCV_{газ,у\text{пл}}} \times 29,3$ где: $EFf_{CO_{2газ,у\text{пл}}}$ – коэффициент выбросов от сжигания газообразного топлива за период у проектного сценария, тCO₂/тыс. м³ $NCV_{газ,у\text{пл}}$ – низшая теплота сгорания поступающего природного газа в году у, ГДж/ тыс. м³ 29,3 – коэффициент перевода, ГДж/тут На период 2026-2030 гг. в качестве планируемого используется значение согласно Приказу Минприроды №371 (табл. 1.1[5]): $EF_{CO_{2газ,у\text{пл}}} = 1,59$ т CO₂/тут
Назначение данных	Преобразование расхода топлива в объём выбросов CO ₂
Процедура контроля качества / гарантии качества	При использовании нормативного значения – ссылка на действующую редакцию Приказа. При использовании паспортов – проверка документов и корректности пересчета.

Периодичность мониторинга	Ежегодно. При каждом поступлении партии топлива с новым паспортом.
Комментарии	Значения на 2026-2030 гг.на основе данных таблицы 1.1 Приказа Минприроды №371: 1,59 т CO ₂ /тут. В дальнейшем подлежит уточнению по фактическим паспортам качества газа

Таблица Г.3-8 Коэффициент выбросов CO₂ для каменного угля (проектный сценарий)

Данные / Параметр	$EF_{CO_2\text{уголь},y,pl}$
Единица измерения	т CO ₂ /тут
Описание	Коэффициент выбросов CO ₂ при сжигании каменного угля в году у
Периодичность измерения / снятия показаний / записи данных	При поступлении каждой партии топлива с новым паспортом качества
Источник данных	1. На начальном этапе: среднее значение за базовый период (2020, 2022 и 2023 гг.) 2. При наличии: Паспорта качества (протоколы анализа) на поступающий каменный уголь
Измеряемый / вычисляемый/ используемый по умолчанию	Вычисляемый
Метод расчета (если применимо)	$EF_{CO_2\text{уголь},y,pl} = EF_{уд,угольpl} * NCV_{уголь,y,pl}$ где: $EF_{уд,угольpl} = 0,0946$ т CO ₂ /ГДж (удельный показатель для каменного угля по Приказу Минприроды №371 (табл. 1.1) [5]);; $NCV_{уголь,y,pl}$ – низшая теплота сгорания фактически поступающего каменного угля в году у (ГДж/тут). Низшая теплота сгорания каменного угля, ГДж/тут: $NCV_{уголь,y,pl} = NCV_{уголь,y} / k_{уголь}$ $NCV_{уголь,y}$ – низшая теплота сгорания каменного угля, ГДж/т $k_{уголь}$ – коэффициент перевода в тонны условного топлива, тут./т (согласно Приказу Минприроды №371, таб.1.1). На период 2026-2030 гг. в качестве планируемого используется среднее значение за базовый период: $EF_{CO_2\text{уголь},y,pl} = 2,93$ т CO ₂ /тут

Назначение данных	Преобразование расхода топлива в объём выбросов CO ₂
Процедура контроля качества / гарантии качества	Расчёт проверяется внутренним аудитом; при наличии паспортов топлива - пересчёт по фактическим НТС
Периодичность мониторинга	При каждом поступлении партии топлива с новым паспортом
Комментарии	Значения на 2,93 т CO ₂ /тут рассчитано как среднее за 2020, 2022, 2023 гг. и будет уточняться по фактическим паспортам качества каменного угля.

Таблица Г.3-9 Состав природного газа (проектный сценарий)

Данные / Параметр	<i>W_{i,y pl}</i>
Единица измерения	%, мол
Описание	объемная доля (молярная доля) i-компонента газообразного топлива за периоду
Периодичность измерения / снятия показаний / записи данных	Ежемесячно
Источник данных	Расчет среднегодового значения на основе ежемесячных протоколов анализа газа, предоставленных поставщиком природного газа
Измеряемый / вычисляемый/используемый по умолчанию	Вычисляемый
Метод расчета (если применимо)	Данные получены на основе результатов лабораторного анализа состава, теплотворной способности и плотности природного газа лабораторией поставщика природного газа.
Назначение данных	Расчет коэффициента выбросов CO₂ по проектному сценарию согласно формуле 1.3 Приложения 1 к методике Приказа Минприроды №371 [5]: $EFf_{CO_2\text{газ},ypl} = \sum_{i=1}^n (W_{i,y pl} \times n_{c,i}) \times \rho_{CO_2} \times 10^{-2}$ где: $EFf_{CO_2\text{газ},ypl}$ – коэффициент выбросов от сжигания газообразного топлива за период у проектного сценария, тCO₂/тыс. м³ $W_{i,ypl}$ – объемная доля (молярная доля) i-го компонента газообразного топлива за период у проектного сценария, об. % (% мол.) $n_{c,i}$ – количество атомов углерода в молекуле i-го компонента газообразного топлива ρ_{CO_2} – плотность диоксида углерода (CO₂), кг/м³
Процедура контроля качества /	Дополнительные процедуры контроля

гарантии качества	качества не требуются
Периодичность мониторинга	При каждом поступлении партии топлива с новым паспортом
Комментарии	-

Таблица Г.3-10 Низшая теплота сгорания каменного угля (проектный сценарий)

Данные / Параметр	$NCV_{\text{уголь,урл}}$
Единица измерения	ГДж/т (ккал/кг)
Описание	Низшая теплота сгорания поступающего каменного угля в году у
Периодичность измерения / снятия показаний / записи данных	Ежемесячно
Источник данных	Расчет среднегодового значения на основе ежемесячных паспортов качества (протоколов анализа) каменного угля, предоставленных поставщиком каменного угля (либо собственной лабораторией предприятия).
Измеряемый / вычисляемый/ используемый по умолчанию	Вычисляемый
Метод расчета (если применимо)	Данные на основе результатов анализа качественных показателей каменного угля лабораторией предприятия. В случае использования паспортов качества каменного угля – на основе данных, полученных в ходе анализа лабораторией поставщика.
Назначение данных	Расчет коэффициента выбросов $CO_2 EF_{CO_2 \text{уголь,урл}}$ по проектному сценарию от стационарного сжигания каменного угля
Процедура контроля качества / гарантии качества	Своевременная калибровка контрольно-измерительной аппаратуры лаборатории предприятия в соответствии с планом-графиком
Периодичность мониторинга	При каждом поступлении партии топлива с новым паспортом
Комментарии	-

Таблица Г.3-11 Низшая теплота сгорания природного газа (проектный сценарий)

Данные / Параметр	$NCV_{\text{газ,урл}}$
-------------------	------------------------

Единица измерения	ГДж/тыс. м ³
Описание	Низшая теплота сгорания поступающего природного газа в году у
Периодичность измерения / снятия показаний / записи данных	Ежемесячно
Источник данных	Расчет среднегодового значения на основе ежемесячных паспортов качества (протоколов анализа) природного газа, предоставленных поставщиком природного газа (либо собственной лабораторией предприятия)
Измеряемый / вычисляемый/ используемый по умолчанию	Вычисляемый
Метод расчета (если применимо)	Данные на основе результатов анализа качественных показателей природного газа лабораторией предприятия. В случае использования паспортов качества природного газа – данные, полученные на основе результатов лабораторного анализа теплотворной способности природного газа лабораторией поставщика природного газа
Назначение данных	Расчет коэффициента выбросов $CO_2 EF_{CO_2 \text{газ}, y, pl}$ по проектному сценарию
Процедура контроля качества / гарантии качества	Своевременная калибровка контрольно-измерительной аппаратуры лаборатории предприятия в соответствии с планом-графиком. При использовании паспортов качества газа – дополнительные процедуры контроля качества не требуются
Периодичность мониторинга	При каждом поступлении партии топлива с новым паспортом
Комментарии	-

Таблица Г.3-12 Коэффициент выбросов CO₂ для мазута (проектный сценарий)

Данные / Параметр	$EF_{CO_2 \text{мазут}, y, pl}$
Единица измерения	т CO ₂ /тут
Описание	Коэффициент выбросов CO ₂ при сжигании топочного мазута в году у
Периодичность измерения / снятия показаний / записи данных	При поступлении каждой партии топлива с новым паспортом качества

Источник данных	1. На начальном этапе: среднее значение за базовый период (2020, 2022 и 2023 гг.) 2. При наличии: Паспорта качества (протоколы анализа) на поступающий топочный мазут
Измеряемый / вычисляемый/ используемый по умолчанию	Вычисляемый
Метод расчета (если применимо)	$EF_{CO_2\text{мазут},y,pl} = EF_{уд,мазутpl} * NCV_{мазут,y,pl}$ где: $EF_{уд,мазутpl} = 0,0774$ т CO₂/ГДж (удельный показатель для мазута топочного по Приказу Минприроды №371 (табл. 1.1) [5]);; $NCV_{мазут,y,pl}$ – низшая теплота сгорания фактически поступающего мазута топочного в году у (ГДж/тут). Низшая теплота сгорания мазута топочного, ГДж/тут: $NCV_{мазут,y,pl} = NCV_{мазут,y} / k_{мазут}$ $NCV_{мазут,y}$ – низшая теплота сгорания мазута топочного, ГДж/т $k_{мазут}$ – коэффициент перевода в тонны условного топлива, тут./т (согласно Приказу Минприроды №371, таб.1.1). На период 2026-2030 гг. в качестве планируемого используется среднее значение за базовый период: $EF_{CO_2\text{мазут},y,pl} = 2,34$ т CO₂/тут
Назначение данных	Преобразование расхода топлива в объём выбросов CO ₂
Процедура контроля качества / гарантии качества	Расчёт проверяется внутренним аудитом; при наличии паспортов топлива - пересчёт по фактическим НТС
Периодичность мониторинга	При каждом поступлении партии топлива с новым паспортом
Комментарии	Значения на 2,34 т CO ₂ /тут рассчитано как среднее за 2020, 2022, 2023 гг. и будет уточняться по фактическим паспортам качества топочного мазута.

Таблица Г.3-13 Низшая теплота сгорания мазута (проектный сценарий)

Данные / Параметр	$NCV_{мазут,y,pl}$
Единица измерения	ГДж/т (кДж/кг)
Описание	Низшая теплота сгорания поступающего топочного мазута в году у

Периодичность измерения / снятия показаний / записи данных	Ежемесячно
Источник данных	Расчет среднегодового значения на основе ежемесячных паспортов качества (протоколов анализа) топочного мазута, предоставленных поставщиком топочного мазута (либо собственной лабораторией предприятия).
Измеряемый / вычисляемый/ используемый по умолчанию	Вычисляемый
Метод расчета (если применимо)	Данные на основе результатов анализа качественных показателей топочного мазута лабораторией предприятия. В случае использования паспортов качества топочного мазута – на основе данных, полученных в ходе анализа лабораторией поставщика.
Назначение данных	Расчет коэффициента выбросов $CO_2 EF_{CO_2 \text{мазут}, ypl}$ по проектному сценарию от стационарного сжигания топочного мазута
Процедура контроля качества / гарантии качества	Своевременная калибровка контрольно-измерительной аппаратуры лаборатории предприятия в соответствии с планом-графиком
Периодичность мониторинга	При каждом поступлении партии топлива с новым паспортом
Комментарии	-

Г.3.1.Описание формул для оценки выбросов по проектному сценарию

В соответствии с элементами Методологии климатического проекта №0013 [2], расчет выбросов ПГ в проектном сценарии осуществляется на основе того же методологического подхода, что и для базового сценария. Это обеспечивает сопоставимость результатов и исключает методологические расхождения при оценке сокращения выбросов.

Для расчета проектных выбросов применяется методика, утвержденная Приказом Минприроды №371 [5], с использованием следующих ключевых принципов:

1. Расчет коэффициентов выбросов CO_2 ($EF_{CO_2, j, y, pl}$):

- коэффициент выбросов для видов топлива –каменный уголь и мазут топочный, определяются как произведение удельного показателя выбросов CO₂ (из Приказа Минприроды №371[5], табл. 1.1) на низшую теплоту сгорания ($NCV_{\text{уголь, урл}}$, $NCV_{\text{мазут, урл}}$) данного вида топлива соответственно.
- коэффициент выбросов для вида топлива –природный газ, определяются на основе данных о компонентном составе (согласно паспортам качества природного газа предоставляемых поставщиком топлива) и низшей теплоты сгорания(протоколы анализа собственной лаборатории либо данные поставщика топлива)с переводом в т CO₂/тут.

Для природного газа:

Расчет согласно формуле 1.3 Приложения 1 к методике Приказа Минприроды №371 [5]:

$$EFf_{CO_2\text{газ, урл}} = \sum_{i=1}^n (W_{i, урл} \times n_{C,i}) \times \rho_{CO_2} \times 10^{-2} \quad (1)$$

где:

$EFf_{CO_2\text{газ, урл}}$ – коэффициент выбросов от сжигания газообразного топлива за период у проектного сценария, тCO₂/тыс. м³;

$W_{i, урл}$ – объемная доля (молярная доля) i-го компонента газообразного топлива за период у проектного сценария, об. % (% мол.);

$n_{C,i}$ – количество атомов углерода в молекуле i-го компонента газообразного топлива;

ρ_{CO_2} – плотность диоксида углерода (CO₂), кг/м³;

Перевод коэффициента выбросов от стационарного сжигания природного газа в т CO₂/тут:

$$EFf_{CO_2\text{газ, урл}} = \frac{EFf_{CO_2\text{газ, урл}}}{NCV_{\text{газ, урл}}} \times 29,3 \quad (2)$$

где:

$EFf_{CO_2\text{газ, урл}}$ – коэффициент выбросов от сжигания газообразного топлива за период у проектного сценария, тCO₂/тыс. м³;

$NCV_{газ,y,pl}$ – низшая теплота сгорания поступающего природного газа в году y , ГДж/ тыс. м³;

29,3 – коэффициент перевода, ГДж/тут.

Плановое значение на 2026-2030 гг.: $EF_{CO_2,газ,y,pl} = 1,59$ т CO₂/тут.

Коэффициент выбросов для природного газа для расчётов в ПТД принят в соответствии с Таблицей 1.1 Приказа Минприроды № 371 [5] и составляет 1,59 т CO₂/тут. На момент разработки проектной документации конкретный поставщик природного газа не определен, а паспорта качества (сертификаты) и протоколы компонентного состава газа отсутствуют. В ходе реализации проекта и при ежегодном мониторинге выбросов коэффициент будет уточняться на основе фактических данных из паспортов качества и протоколов анализа, предоставляемых поставщиком газа, в соответствии с требованиями законодательства в области охраны окружающей среды.

Для каменного угля и топочного мазута:

$$EF_{CO_2,j,y,pl} = EF_{уд,j,pl} \times NCV_{j,y,pl} \quad (3)$$

где:

$EF_{уд,j,pl}$ – удельный показатель выбросов CO₂ j -го вида топлива. (т CO₂/ГДж согласно Приказу Минприроды №371[5], табл. 1.1);

$NCV_{j,y,pl}$ – низшая теплота сгорания j -го вида топлива, ГДж/тут.

j – вид топлива (природный газ, каменный уголь, топочный мазут)

Плановые значение на 2026-2030 гг.:

$EF_{CO_2,уголь,y,pl} = 2,93$ т CO₂/тут.

$EF_{CO_2,мазут,y,pl} = 2,34$ т CO₂/тут.

2. - Формула расчета валовых проектных выбросов:

Проектные выбросы рассчитываются ежегодно на основе фактического расхода топлива и соответствующих коэффициентов.

$$PE_y = \sum FC_{j,y,pl} \times EF_{co_2,j,pl} \quad (4)$$

где:

PE_y – годовые проектные выбросы ПГ в году y , т CO₂;

$FC_{j,ypl}$ – фактический расход топлива j (уголь каменный, природный газ, топочный мазут) в году y , выраженный в тоннах условного топлива (тут)(согласно формулам в таблицах Г.3-6, Г.3-3 и Г.3-2 соответственно);

$EF_{CO_2,jpl}$ - коэффициент выбросов CO_2 для топлива вида j , т CO_2 /тут.

Коэффициенты выбросов CO_2 ($EF_{CO_2,jpl}$) для периода 2026-2030 гг.:

Вид топлива	Единица измерения	Значение (т CO_2 /тут)	Источник/Примечание
Природный газ, $EF_{CO_2газ,ypl}$	т CO_2 /тут	1,59	Из Приказа Минприроды №371 (табл. 1.1)
Каменный уголь, $EF_{CO_2уголь,ypl}$	т CO_2 /тут	2,93	Расчетный, на основе средневзвешенной низшей теплоты сгорания за 2020, 2022 и 2023 гг.
Топочный мазут $EF_{CO_2мазут,ypl}$	т CO_2 /тут	2,34	Расчетный, на основе средневзвешенной низшей теплоты сгорания за 2020, 2022 и 2023 гг.

3. Плановые значения на период 2026-2030 гг.:

Расход топлива ($FC_{j,ypl}$) определяется на основе плановых данных по проекту для периода 2026-2030 гг., а в последующие годы –на основе фактических данных.

- Для проектного сценария в период 2026-2030 гг. планируется следующее потребление топлива (в тут):

- Природный газ 210782 тут
- Уголь каменный 193448 тут
- Мазут топочный 2 710 тут

На основе планируемых объемов потребления топлива и коэффициентов выбросов, годовой объем выбросов ПГ по проектному сценарию в течении зачетного периода с 01.01.2026 по 31.12.2030 гг. составят **907 617т CO_2** .

Г.4. Мониторинг утечек в результате реализации проекта

Утечки, связанные с добычей, переработкой и транспортировкой топлива учитываются для всех видов ископаемого топлива, используемых в базовом и проектном сценариях, в соответствии с требованиями к оценке совокупного воздействия на выбросы ПГ за пределами границ проекта. Для данного проекта утечки рассчитываются как разница между выбросами, связанными с цепочками поставок природного газа, каменного угля и топочного мазута (проектный сценарий), и выбросами, связанными с цепочками поставок каменного угля и топочного мазута (базовый сценарий).

Таблица Г.4-1 Параметры мониторинга: потребление природного газа (проектный сценарий)

Данные / Параметр	$FC_{project,gaz,y}$
Единица измерения	ТДж
Описание	Количество природного газа, использованного в проектном сценарии в году
Периодичность измерения / снятия показаний / записи данных	Непрерывно -посредством автоматизированной системы коммерческого учёта газа (АСКУТ, счетчики ИРВИС-K300 DN300 инв.№6661; ИРВИС-K300 DN300 инв.№6662; ИРВИС-K300 DN200 инв.№6657)
Источник данных	Автоматизированная система контроля и учёта топлива (АСКУТ) данные коммерческих узлов учёта природного газа на границе балансовой принадлежности, форма №3-ТЕХ
Измеряемый / вычисляемый / используемый по умолчанию	Измеряемые данные, переведенные в ТДж
Метод расчета (если применимо)	-
Назначение данных	Определение объёма природного газа, потреблённого в рамках проектной деятельности, для расчета утечек связанных с добычей, переработкой и транспортировкой топлива
Процедура контроля качества /	Данные проходят ежемесячную сверку с

гарантии качества	платёжными документами (счётами-фактурами), в которых указана НДС; счётчики газа проходят обязательную поверку в соответствии с законодательством РФ; Все необходимые данные с АСКУТ (подсистема АСУТП, где оперативные данные хранятся в течении 2-3 месяцев) ежедневно фиксируются машинистами и передаются в ПТО станции, где отражаются в утверждённых формах статистической отчётности (в т.ч. № 3-ТЕХ) и макетах внутреннего учёта (макет № 15506). По итогам года на основании этих данных формируется статистическая отчётность, включая макет по форме N 4.1 (№ 51320), предоставляемый в Минэнерго РФ.
Периодичность мониторинга	Годовое агрегирование
Комментарии	-

Таблица Г.4-2 Параметры мониторинга: потребление каменного угля (проектный сценарий)

Данные / Параметр	$FC_{project, уголь, y}$
Единица измерения	ТДж
Описание	Количество каменного угля, используемого по проектному сценарию в году y
Периодичность измерения / снятия показаний / записи данных	Непрерывный учёт расхода топлива
Источник данных	Данные конвейерных весов (прямой учет): - Весы конвейерные КУРС-2Z-(1/1/3)-160/05, Рег. № 59947-15 (заводской (серийный) номер: 174797) - Весы конвейерные КУРС-2Z-(1/1/3)-160/05, Рег. № 59947-15 (заводской (серийный) номер: 174796), журналы ПТО (инвентаризационный учет с учетом потерь), форма №3-ТЕХ
Измеряемый / вычисляемый / используемый по умолчанию	Вычисляемый. Основой является инвентаризационный (обратный) учет с учетом нормированных потерь, верифицируемый данными конвейерных весов., переведенные в ТДж

Метод расчета (если применимо)	Расчет по данным инвентаризации остатков и поступления.
Назначение данных	Определение объема каменного угля, потреблённого в рамках проектного деятельности, для расчета утечек связанных с добычей, переработкой и транспортировкой топлива
Процедура контроля качества / гарантии качества	Сверка с платёжными документами, энергетическими балансами, сопоставление с конвейерных весов. Все необходимые данные с АСКУТ (подсистема АСУТП, где оперативные данные хранятся в течении 2-3 месяцев) ежедневно фиксируются машинистами и передаются в ПТО станции, где отражаются в утверждённых формах статистической отчётности (в т.ч. № 3-ТЕХ) и макетах внутреннего учёта (макет № 15506). По итогам года на основании этих данных формируется статистическая отчётность, включая макет по форме N 4.1 (№ 51320), предоставляемый в Минэнерго РФ.
Периодичность мониторинга	Непрерывно. Годовое агрегирование
Комментарии	-

Таблица Г.4-3 Параметры мониторинга: потребление каменного угля (базовый период)

Данные / Параметр	$FC_{baseline, уголь, y}$
Единица измерения	ТДж
Описание	Количество каменного угля, которое было использовано в базовом сценарии в году y
Периодичность измерения / снятия показаний / записи данных	Ежемесячно – по данным исторического первичного учета за репрезентативный период
Источник данных	Данные АСКУТ, товарно-транспортные накладные, журналы ПТО, форма №3-ТЕХ, годовые топливные балансы. Данные конвейерных весов (прямой учет): - Весы конвейерные КУРС-2Z-(1/1/3)-160/05, Рег. № 59947-15 (заводской (серийный) номер: 174797)

	- Весы конвейерные КУРС-2Z-(1/1/3)-160/05, Рег. № 59947-15 (заводской (серийный) номер: 174796)
Измеряемый / вычисляемый / используемый по умолчанию	Измеряемый (исторические данные), переведенные в ТДж
Метод расчета (если применимо)	-
Назначение данных	Оценка утечек, связанных с добычей, транспортировкой и распределением каменного угля, при расчёте потенциальных утечек
Процедура контроля качества / гарантии качества	Сверка данных с , товарными отчетами, ежегодными топливными балансами и статистической отчётностью. Все необходимые данные с АСКУТ (подсистема АСУТП, где оперативные данные хранятся в течении 2-3 месяцев) ежесуточно фиксируются машинистами и передаются в ПТО станции, где отражаются в утверждённых формах статистической отчётности (в т.ч. № 3-ТЕХ) и макетах внутреннего учёта (макет № 15506). По итогам года на основании этих данных формируется статистическая отчётность, включая макет по форме N 4.1 (№ 51320), предоставляемый в Минэнерго РФ.
Периодичность мониторинга	Фиксация исторических данных однократно; использование для расчёта на весь проектный период.
Комментарии	-

Таблица Г.4-4 Параметры мониторинга: потребление мазута (базовый период)

Данные / Параметр	$FC_{baseline, \text{мазут}, y}$
Единица измерения	ТДж
Описание	Количество мазута топочного, которое было использовано в базовом сценарии в году y
Периодичность измерения / снятия показаний / записи данных	Ежемесячно – по данным исторического первичного учета за репрезентативный период
Источник данных	АСКУТ, форма №3-ТЕХ, журналы ПТО,

	товарно-транспортные накладные
Измеряемый / вычисляемый / используемый по умолчанию	Измеряемый (исторические данные), переведенные в ТДж
Метод расчета (если применимо)	Расход мазута определялся по данным измерений уровня в резервуарах с использованием измерительной рулетки и лазерным сканером Trimble X7 в начале и конце каждого месяца. Объём израсходованного мазута рассчитывался как разница между начальным и конечным объёмами с учётом поступлений, зафиксированных в товарно-транспортных накладных и актах приёмки, пересчёт в тут через НТС.
Назначение данных	Оценка утечек, связанных с добычей, переработкой и транспортировкой топлива (мазута топочного), при расчёте потенциальных утечек в жизненном цикле топлива
Процедура контроля качества / гарантии качества	Сверка данных энергетическими и топливными балансами энергоблока, внутренний аудит достоверности учета топлива Все необходимые данные с АСКУТ (подсистема АСУТП, где оперативные данные хранятся в течении 2-3 месяцев) ежедневно фиксируются машинистами и передаются в ПТО станции, где отражаются в утверждённых формах статистической отчётности (в т.ч. № 3-ТЕХ) и макетах внутреннего учёта (макет № 15506). По итогам года на основании этих данных формируется статистическая отчётность, включая макет по форме N 4.1 (№ 51320), предоставляемый в Минэнерго РФ.
Периодичность мониторинга	Фиксация исторических данных однократно; использование для расчёта на весь проектный период.
Комментарии	-

Таблица Г.4-5 Параметры мониторинга: потребление мазута (проектный сценарий)

Данные / Параметр	<i>FC_{project,мазут,у}</i>
-------------------	-------------------------------------

Единица измерения	ТДж
Описание	Количество мазута топочного, используемого по проектному сценарию в году у
Периодичность измерения / снятия показаний / записи данных	Ежемесячный учет расхода топлива
Источник данных	Данные АСКУТ, товарно-транспортные накладные, журналы ПТО, форма №3-ТЕХ
Измеряемый / вычисляемый / используемый по умолчанию	Измеряемый, переведенные в ТДж
Метод расчета (если применимо)	Расход мазута определялся по данным измерений уровня в резервуарах с использованием измерительной рулетки и лазерным сканером Trimble X7 в начале и конце каждого месяца. Объём израсходованного мазута рассчитывался как разница между начальным и конечным объёмами с учётом поступлений, зафиксированных в товарно-транспортных накладных и актах приёмки, пересчёт в тут через НТС.
Назначение данных	Оценка утечек, связанных с добычей сырья, производством и транспортировкой мазута топочного, при расчёте потенциальных утечек
Процедура контроля качества / гарантии качества	Сверка данных с платежными документами, энергетическими и топливными балансами энергоблока, внутренний аудит достоверности учета топлива Все необходимые данные с АСКУТ (подсистема АСУТП, где оперативные данные хранятся в течении 2-3 месяцев) ежесуточно фиксируются машинистами и передаются в ПТО станции, где отражаются в утверждённых формах статистической отчётности (в т.ч. № 3-ТЕХ) и макетах внутреннего учёта (макет № 15506). По итогам года на основании этих данных формируется статистическая отчётность, включая макет по форме N 4.1 (№ 51320), предоставляемый в Минэнерго РФ.
Периодичность мониторинга	Ежемесячно. Годовое агрегирование
Комментарии	-

Таблица Г.4-6 Параметры мониторинга: коэффициент выбросов для природного газа для расчета утечек

Данные / Параметр	$EF_{upstream, газ, y}$
Единица измерения	т СО ₂ -экв./ТДж
Описание	Коэффициент выбросов ПГ для утечек, связанныхс добычей, переработкой и транспортировкой топлива –природного газа.
Периодичность измерения / снятия показаний / записи данных	Не применяется (фиксированное значение).
Источник данных	ГОСТ Р 71115-2023, Таблица 3.[10]
Измеряемый / вычисляемый / используемый по умолчанию	Используемый по умолчанию.
Метод расчета (если применимо)	-
Назначение данных	Оценка утечек, связанных с добычей, переработкой и транспортировкой топлива, для расчёта утечек.
Процедура контроля качества / гарантии качества	Значение фиксируется в соответствии с ГОСТ и не корректируется.
Периодичность мониторинга	Не требуется (фиксировано на весь проект).
Комментарии	-

Таблица Г.4-7 Параметры мониторинга: коэффициент выбросов для каменного угля для расчета утечек

Данные / Параметр	$EF_{upstream, уголь, y}$
Единица измерения	т СО ₂ -экв./ТДж
Описание	Коэффициент выбросов ПГ для утечек, связанныхс добычей, переработкой и транспортировкой топлива– каменного угля.
Периодичность измерения / снятия показаний / записи данных	Не применяется (фиксированное значение).
Источник данных	ГОСТ Р 71115-2023, Таблица 3. [10]
Измеряемый / вычисляемый / используемый по умолчанию	Используемый по умолчанию.
Метод расчета (если применимо)	-

Назначение данных	Оценка утечек, связанных с добычей, транспортировкой и распределением топлива, для расчёта утечек.
Процедура контроля качества / гарантии качества	Значение фиксируется в соответствии с ГОСТ и не корректируется.
Периодичность мониторинга	Не требуется (фиксировано на весь проект).
Комментарии	-

Таблица Г.4-8 Параметры мониторинга: коэффициент выбросов для мазута для расчета утечек

Данные / Параметр	$EF_{upstream, \text{мазут}, y}$
Единица измерения	т CO ₂ -экв./ТДж
Описание	Коэффициент выбросов ПГ для утечек связанные с добычей сырья, переработкой и транспортировкой топлива– мазут топочный.
Периодичность измерения / снятия показаний / записи данных	Не применяется (фиксированное значение).
Источник данных	ГОСТ Р 71115-2023, Таблица 3. [10]
Измеряемый / вычисляемый / используемый по умолчанию	Используемый по умолчанию.
Метод расчета (если применимо)	-
Назначение данных	Оценка утечек, связанных с добычей, транспортировкой и распределением топлива, для расчёта утечек.
Процедура контроля качества / гарантии качества	Значение фиксируется в соответствии с ГОСТ и не корректируется.
Периодичность мониторинга	Не требуется (фиксировано на весь проект).
Комментарии	-

Г.4.1.Описание формул для оценки утечек

Утечки, связанные с добычей, переработкой и транспортировкой топлива в году y ($LE_{US,y}$) рассчитываются по формуле (5), которая сравнивает воздействие цепочек поставок топлива для двух сценариев:

$$LE_{US,y} = (FC_{project, \text{газ}, y} * EF_{upstream, \text{газ}, y} + FC_{project, \text{уголь}, y} * EF_{upstream, \text{уголь}, y} + FC_{project, \text{мазут}, y} * EF_{upstream, \text{мазут}, y}) - (FC_{baseline, \text{уголь}, y} * EF_{upstream, \text{уголь}, y} + FC_{baseline, \text{мазут}, y} * EF_{upstream, \text{мазут}, y}) \quad (5)$$

где:

$LE_{US,y}$ –Утечки связанные с добычей, переработкой и транспортировкой топлива в год y (тонн CO_2 -экв./год);

$FC_{project,газ,y}$ –Количество природного газа, использованного в проектном сценарии в год y , ТДж;

$EF_{upstream,газ,y}$ –Коэффициент выбросов по умолчанию для утечек, связанных с потреблением природного газа в году y (2,9 тонн CO_2 -экв./ТДж);

$FC_{project,уголь,y}$ – Количество каменного угля, использованного в проектном сценарии в год y , ТДж;

$FC_{baseline,уголь,y}$ – Количество каменного угля, использованного в базовом сценарии в год y , ТДж;

$EF_{upstream,уголь,y}$ – Коэффициент выбросов по умолчанию для утечек, связанных с потреблением каменного угля в году y (21,4тонн CO_2 -экв./ТДж).

$FC_{project,мазут,y}$ – Количество топочного мазута, использованного в проектном сценарии в год y , ТДж;

$FC_{baseline, мазут,y}$ – Количество топочного мазута, использованного в базовом сценарии в год y , ТДж;

$EF_{upstream,мазут,y}$ – Коэффициент выбросов по умолчанию для утечек, связанных с потреблением топочного мазута в году y (9,4тонн CO_2 -экв./ТДж).

Таблица Г.4.1-1. Объем топлива, потребляемого ежегодно в базовом и проектном сценариях⁵

Сценарий	Параметр	Ед.изм.	2026-2030	Ед.изм.	2026-2030
Базовый	Уголь каменный	Тут	364545	ТДж	10 681,159

⁵Значения побазовому сценарию для каменного угля и топочного мазута взяты как средние значения за 2020, 2022 и 2023 гг.

	Топочный мазут	Тут	2963	ТДж	86,826
Проектный	Природный газ	Тут	210782	ТДж	6175,913
	Уголь каменный	Тут	193448	ТДж	5668,026
	Топочный мазут	Тут	2 710	ТДж	79,403

Тогда ежегодный объем утечек, связанных с добычей, переработкой и транспортировкой топлива составит:

$$LE_{US,y} = ((6175,913 \cdot 2,9) + (5668,026 \cdot 21,4) + (79,403 \cdot 9,4)) - (10681,159 \cdot 21,4) + (86,826 \cdot 9,4) = 139952,30 - 229392,96 = -89440,66 \text{ т CO}_2\text{-экв.}$$

Расчет утечек для каждого года зачетного периода (2026 – 2030 гг.) приведен в Приложении 1.

Поскольку значение объема утечек в результате перевода котлоагрегата ст. №2 с каменного угля на совместное использование природного газа и каменного угля отрицательное, то согласно пункту 8.6 Методологии реализации проекта № 0013 [2] утечки $LE_{US,y} = 0 \text{ т CO}_2\text{-экв.}$

Г.5. Количественная оценка неопределенности

Оценка неопределённости выбросов парниковых газов выполнена в соответствии с требованиями:

- ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021 (пункт С7 Приложения С) [3] - требование оценки неопределённости для всех категорий выбросов;
- Национального доклада о кадастре антропогенных выбросов парниковых газов из источников и их абсорбции поглотителями за 1990–2023 гг. (Москва, 2025, Часть 2, Приложение 2, Таблица II.1) - установление значений неопределённости исходных данных и коэффициентов выбросов [17];
- Руководящих принципов МГЭИК (2006) - применение подхода Level 1 и формулы распространения погрешностей [21].

Ввиду того, что, в конечном счете, выброс от любого источника рассчитывается как произведение данных о деятельности на коэффициент эмиссии, итоговая неопределенность получаемого значения выбросов ПГ определяется двумя величинами - 1) неопределенностью исходных данных

($U_{\text{исх}}$) и 2) неопределенностью использованного в расчете коэффициента эмиссии ($U_{\text{нкэ}}$).

Неопределённость рассчитана отдельно для базового и проектного сценариев, а также для сокращения выбросов (ER), с учётом источников неопределённости:

а) данные о деятельности ($U_{\text{исх}}$);

б) коэффициенты выбросов ($U_{\text{нкэ}}$);

1. Базовый сценарий (BE)

Базовые выбросы: 1 163 305 т CO₂/год.

Источники – стационарное сжигание угля и топочного мазута.

Источник	Выбросы, т CO ₂	$U_{\text{исх}}\%$	$U_{\text{нкэ}}\%$	$U_{\text{н}}\%$
Стационарное сжигание каменного угля	1 151 155	5%	5%	7%
Стационарное сжигание мазута топочного	12 150	5%	7%	9%

Объединенная неопределенность для одного источника рассчитывается по формуле:

$$U_{n1} = \sqrt{U_{\text{исх}}^2 + U_{\text{нкэ}}^2} = \sqrt{5^2 + 5^2} = \sqrt{50} \approx 7\% \quad (6)$$

Общая неопределенность базового сценария рассчитывается по формуле взвешенного среднего (МГЭИК, 2006, Глава 3 [21]):

$$U_{\text{BE,общ}} = \frac{\sqrt{(U_{n1} \times x_1)^2 + (U_{n2} \times x_2)^2}}{x_1 + x_2} \quad (7) \text{ где:}$$

$$U_1 = 7\%$$

$$U_2 = 9\%$$

$$x_1 = 1\,151\,155$$

$$x_2 = 12\,150$$

$$U_{\text{BE,общ}} \approx 7\%$$

Абсолютная неопределенность: $1\,163\,305 \times 0,07 = 81\,431$ т CO₂

2. Проектный сценарий (PE)

Проектные выбросы: 907 617 т CO₂/год (среднее значение за 2026-2030 гг.), состоят из трех источников:

Источник	Выбросы, т CO ₂	U _{писх} %	U _{пкз} %	U _п %
Стационарное сжигание природного газа	335 143	5%	7%	9%
Стационарное сжигание каменного угля	566 133	5%	5%	7%
Стационарное сжигание топочного мазута	6 341	5%	7%	9%

Объединенная неопределенность для каждого источника проектного сценария рассчитывается аналогично базовому сценарию, по формуле (1).

Общая неопределенность проектного сценария рассчитывается по формуле взвешенного среднего (МГЭИК, 2006, Глава 3 [21]):

$$U_{PE,общ} = \frac{\sqrt{(U_{n1} \times x_1)^2 + (U_{n2} \times x_2)^2 + (U_{n3} \times x_3)^2}}{x_1 + x_2 + x_3} \quad (8)$$

где:

$$U_{n1} = 9\%$$

$$U_{n2} = 7\%$$

$$U_{n3} = 9\%$$

$$x_1 = 335\,143$$

$$x_2 = 566\,133$$

$$x_3 = 6\,341$$

$$U_{PE,общ} \approx 5\%$$

$$\text{Абсолютная неопределенность: } 907\,617 \times 0,05 = 45\,381 \text{ т CO}_2$$

3. Неопределенность сокращения выбросов (ER)

Сокращение выбросов:

$$ER = BE - PE = 1\,163\,305 - 907\,617 = 255\,688 \text{ т CO}_2$$

$$U_{ER} = \sqrt{U_{BE,общ}^2 + U_{PE,общ}^2} = \sqrt{7^2 + 5^2} = \sqrt{74} \approx 9\% \quad (9)$$

Абсолютная неопределенность: $255\,688 \times 0,09 = 23\,012$ т CO₂

Показатель	Значение, т CO ₂	Относительная неопределенность, %	Абсолютная неопределенность, т CO ₂
Базовые выбросы (BE)	1 163 305	7%	81 431
Проектные выбросы (PE)	907 617	5%	45 381
Сокращение выбросов (ER)	255 688	9%	23 012

Годовое сокращение выбросов парниковых газов в результате реализации составляет 255 688 т CO₂ с относительной неопределенностью $\pm 9\%$ (уровень доверия 95%).

РАЗДЕЛ Д. Количественная оценка сокращения выбросов парниковых газов в результате реализации проекта

При количественной оценке сокращения выбросов парниковых газов (ПГ) на период 2026-2030 гг. был выбран подход, основанный на запланированных расходах условного топлива на ХТЭЦ-3, что позволяет учесть специфику перехода котлоагрегата энергоблока ст. №2 с каменного угля и топочного мазута на использование природного газа в качестве основного топлива, каменного угля – в качестве второго основного топлива (с сохранением возможности использования топочного мазута в качестве растопочного и аварийного топлива).

Данный метод предполагает сопоставление выбросов ПГ по проектному сценарию с базовой линией, рассчитанной на основе данных о планируемых объемах потребления топлива на 2026 – 2030 гг. отнесенных на планируемый отпуск электро- и теплоэнергии по котлоагрегату ст. № 2 с помощью фиксированных средних значений долей электро- и теплоэнергии в энергобалансе данного котлоагрегата и фиксированных среднегодовых удельных расходов условного топлива, сожженного на котлоагрегате ст. №2, на отпущенную тепло- и электроэнергию. Данные фиксированные значения

были рассчитаны на основе данных за 2020, 2022 и 2023 гг. по форме №3-ТЕХ. Также были использованы фиксированные базовые удельные коэффициенты выбросов на отпуск электро- и теплоэнергии, рассчитанные как среднее по данным 2020, 2022 и 2023 гг. на основе:

- расхода топлива (пересчитанного в условное топливо по форме №3-ТЕХ),
- коэффициентов выбросов CO_2 от сжигания топлива, (произведение удельного показателя выбросов CO_2 (из Приказа Минприроды №371[5], табл. 1.1) на низшую теплоту сгорания (НТС)).
- объемов отпуска электро- и тепловой энергии (по форме №3-ТЕХ).

Однако, поскольку оценка основана на ряде допущений, таких как стабильность поставок газа, сохранение установленной мощности и отсутствие значительных изменений в топливной структуре, следует учитывать, что будущие условия могут существенно отличаться от текущих прогнозов.

Факторы, влияющие на точность расчетов, включают колебания цен на энергоносители, изменения в экологическом регулировании, технические ограничения оборудования и потенциальные утечки парниковых газов вне границ проекта, которые сложно спрогнозировать на длительный срок. В связи с этим фактические результаты по сокращению выбросов ПГ могут отличаться от прогнозируемых значений, как в сторону повышения, так и в сторону снижения эффективности проекта.

Базовая линия будет пересчитываться ежегодно за весь зачетный период (2026-2030 гг.) исходя из фактического расхода каменного угля и газа, как основных видов топлива (а также топочного мазута в качестве растопочного и аварийного) и данных о соответствующем отпуске тепловой (Гкал) и электрической (МВт*ч) энергии. Это позволит объективно оценивать климатический эффект от фактического замещения высокоуглеродного топлива на низкоуглеродное, независимо от изменений в структуре и объемах совместной выработки.

В Приложении 1 приведены прогнозные оценки сокращения выбросов парниковых газов, рассчитанные на основе моделирования проектного сценария. При этом следует отметить, что окончательная величина сокращения выбросов парниковых газов будет определена на основе фактических данных, собираемых в рамках системы мониторинга проекта, и подтверждена независимой верификацией в соответствии с требованиями Методологии №0013 [2] и Приказа Минприроды №371 [5].

Д.1. Количественная оценка выбросов парниковых газов по базовой линии

Таблица Д.1-1. Выбросы парниковых газов по базовой линии

№	Период	Выбросы ПГ по базовой линии, т CO₂-экв
зачетный период	2026	1 163 305
	2027	1 163 305
	2028	1 163 305
	2029	1 163 305
	2030	1 163 305
Итого	2026-2030	5 816 525

Выбросы по базовой линии при реализации климатического проекта за зачетный период с 01.01.2026 по 31.12.2030 г. составят **5 816 525** т.CO₂-экв.

Д.2. Количественная оценка выбросов парниковых газов по проектному сценарию

Таблица Д.2-1. Выбросы парниковых газов по проектному сценарию

№	Период	Выбросы ПГ по проекту, т CO₂-экв
зачетный период	2026	907 617
	2027	907 617
	2028	907 617
	2029	907 617
	2030	907 617
Итого	2026-2030	4 538 085

Выбросы по проектному сценарию при реализации климатического проекта за зачетный период с 01.01.2026 по 31.12.2030 г. составят **4 538 085** т.СО_{2-ЭКВ}.

Д.3. Оценка массы утечек

Таблица Д.3-1. Масса утечек

№	Период	Масса утечек, т СО _{2-ЭКВ}
зачетный период	2026	0
	2027	0
	2028	0
	2029	0
	2030	0
Итого	2026-2030	0⁶

Д.4. Планируемая величина сокращения выбросов парниковых газов в результате реализации проекта

Количественная оценка сокращения выбросов ПГ в результате реализации проекта представлена в таблице Д.4-1.

Для расчета сокращения выбросов ПГ в результате реализации проектной деятельности вычисляется разность между выбросами ПГ по базовой линии и выбросами ПГ по проектному сценарию с учетом утечек и определяется по формуле (10):

$$ER = BL - PE - LE \quad (10)$$

где:

ER – сокращение выбросов ПГ в результате проектной деятельности за период *у*, т СО_{2-ЭКВ};

BL – выбросы ПГ по базовой линии за период *у*, т СО_{2-ЭКВ};

PE – выбросы ПГ по проекту за период *у*, т СО_{2-ЭКВ};

⁶Если суммарный эффект утечек вверх по цепочке поставок от проектной деятельности является отрицательным, участники проекта должны принять $LE_{US,y} = 0$. Согласно п.8.6 Методологии реализации климатического проекта № 0013 «Перевод действующих электростанций с угля и/или нефтяного топлива на газообразное топливо». Ю.А. Израэля

LE – утечки ПГ в результате деятельности вне границ проекта за период y , т $CO_{2-экв}$;

Таблица Д.4-1. Сокращение выбросов парниковых газов в результате реализации проекта

№	Период	Выбросы ПГ по базовой линии, т $CO_{2-экв}$	Выбросы ПГ по проектному сценарию, т $CO_{2-экв}$	Масса утечек, т $CO_{2-экв}$	Сокращение выбросов ПГ, т $CO_{2-экв}$
Зачетный период	2026	1 163 305	907 617	0	255 688
	2027	1 163 305	907 617	0	255 688
	2028	1 163 305	907 617	0	255 688
	2029	1 163 305	907 617	0	255 688
	2030	1 163 305	907 617	0	255 688
Итого	2026-2030	5 816 525	4 538 085	0	1 278 440

Прогнозируемое сокращение выбросов парниковых газов при реализации климатического проекта «Сокращение выбросов парниковых газов на Хабаровской ТЭЦ-3 за счет перевода на сжигание природного газа котлоагрегата энергоблока ст.№ 2» за зачетный период с 01.01.2026 г. по 31.12.2030 г. составит **1 278 440 т $CO_{2-экв}$** .

РАЗДЕЛ Е. Сроки реализации проекта

Е.1. Дата принятия решения об осуществлении финансового обеспечения

Реализация Климатического проекта осуществляется в рамках инвестиционного проекта №505-ХТЭЦ-3-45.

Финансовое обеспечение и начало практической реализации проекта были утверждены в 2023 году.

Плановый срок завершения всех работ и выхода на полную эксплуатационную готовность запланирован на 2025 год.

Данные сроки и положение проекта в инвестиционной программе Акционерного общества «ДГК» были официально подтверждены и закреплены Приказом Министерства энергетики Российской Федерации № 39@от 23 декабря 2024 года «Об утверждении инвестиционной программы АО «ДГК» на 2024 -2029 годы, и изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «ДГК», утвержденную приказом Минэнерго России от 28.12.2023 № 38@»[1].

Е.2. Дата начала и сроки реализации проекта

Начало зачетного периода настоящего климатического проекта запланировано на 1 января 2026 года. Данная дата соответствует всем установленным законодательным и методологическим требованиям: она не ранее чем 2 июля 2021 года (минимально допустимый порог) и не позднее одного года после фактического ввода оборудования в эксплуатацию.

Физическое начало реализации проекта - то есть момент, когда технологические системы, обеспечивающие сокращение выбросов парниковых газов, будут введены в постоянную эксплуатацию – запланировано на 30 декабря 2025 года, после завершения всех ремонтных, монтажных и пусконаладочных работ.

Соответственно, зачетный период начнётся с первого дня полной готовности объекта к функционированию в режиме устойчивого снижения выбросов – 1 января 2026 года. Это гарантирует, что все измеряемые результаты по сокращению ПГ будут отражать реальный, стабильный и контролируемый экологический эффект, а не этапы строительства или испытаний.

Период учёта сокращения выбросов ПГ, обусловленный реализацией проекта, составляет зачетный период длительностью 5 лет (с 01.01.2026 по 31.12.2030).

Таким образом, сроки реализации проекта жестко привязаны к физическому вводу оборудования в эксплуатацию, а не к административным или финансовым этапам.

Е.3. Продолжительность периода, в течении которого в результате реализации проекта происходит сокращение выбросов ПГ

Ввод в эксплуатацию модернизированного котлоагрегата энергоблока №2 запланирован на 4 квартал 2025 года, с оформлением актов ввода в эксплуатацию в 30 декабря 2025 года. Дата начала зачетного периода установлена— 01 января 2026 года. Такой выбор обусловлен необходимостью:

- завершения пуско-наладочных работ и стабилизации режима работы оборудования;
- формирования полного цикла мониторинга с привязкой к календарному году, что упрощает сбор и анализ данных;

При своевременном вводе объекта в эксплуатацию (до 31 декабря 2025 года) зачётный период охватывает полные календарные годы - с 1 января 2026 года по 31 декабря 2030 года, что соответствует максимальной продолжительности в 5 лет, установленной для проектов по сокращению выбросов парниковых газов. Указанный период (2026-2030 гг.) позволяет:

- Охватить полный цикл эксплуатации модернизированного оборудования в проектном режиме.
- Учесть сезонные колебания тепловой и электрической нагрузки для достоверной оценки сокращения выбросов.
- Обеспечить репрезентативность данных за счет ежегодного мониторинга.

Выбор даты начала зачетного периода подтвержден технической документацией (плановый срок оформления актов ввода в эксплуатацию — декабрь 2025 г.) и согласован с требованиями Приказа Минприроды №371 [5].

Таким образом, выбранный зачетный период (5 лет) соответствует нормативным требованиям, обеспечивает устойчивость проекта и гарантирует достоверную оценку экологического эффекта.

РАЗДЕЛ Ж. Описание потенциальных рисков невыполнения мероприятий проекта и мер по их минимизации

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

- финансовые риски;
- технологические риски;
- экологические риски;
- природные факторы риска;
- нормативно-правовые риски;
- риски непостоянства;
- риск утечек вне границ проекта.

Финансовые риски

Финансовые риски минимальны, поскольку проект полностью финансируется за счёт собственных средств АО «ДГК», что исключает зависимость от внешнего кредитования, валютных колебаний и рыночной волатильности привлечённого капитала.

Основной финансовый риск связан с возможным ростом эксплуатационных расходов в условиях инфляции, что может повлиять на долгосрочную экономическую устойчивость проекта.

Данный риск минимизируется за счёт корректного обоснования бюджета эксплуатационных затрат, строгого внутреннего финансового контроля и систематического мониторинга расходования средств на всех этапах — от ввода объекта в эксплуатацию до его стабильной работы.

Технологические риски

Технологические риски в рамках климатического проекта напрямую зависят от состояния оборудования, особенно в условиях его эксплуатации за пределами установленного ресурса, что существенно повышает вероятность аварийности на объектах, включенных в границы проекта. Для обеспечения устойчивости и долгосрочной эффективности климатических инициатив

критически важно внедрять комплексные меры по минимизации данных рисков. На стадии проектирования ключевым фактором становится выбор современного оборудования с повышенным запасом ресурса, что гарантирует его надежную и безаварийную работу на протяжении всего зачетного периода, снижая углеродный след и повышая энергоэффективность. В процессе эксплуатации особое внимание должно уделяться строгому соблюдению регламентов технического обслуживания, включая регулярные осмотры, профилактические мероприятия и своевременный ремонт, что позволяет не только предотвращать внеплановые простои, но и оптимизировать экологические показатели проекта. Интеграция цифровых решений, таких как системы мониторинга состояния оборудования в режиме реального времени, дополнительно усиливает управление рисками, обеспечивая пролонгированную жизнеспособность инфраструктуры и соответствие целям устойчивого развития.

Экологические риски

Экологические риски, связанные с потенциальным увеличением негативного воздействия на окружающую среду (НВОС), являются критически важным аспектом, требующим пристального внимания в рамках реализации климатического проекта. Эти риски могут проявиться в случае:

- недостаточно полной оценки экологических аспектов на стадии проектирования, что может привести к недоучету ключевых факторов воздействия на экосистемы;
- изменения технологических характеристик оборудования в процессе эксплуатации, включая отклонения от расчетных параметров работы модернизированных систем;
- отсутствия регулярного и систематического мониторинга состояния окружающей среды на территории проекта, что затруднит своевременное выявление и ликвидацию потенциальных источников загрязнения.

Минимизация риска НВОС достигается контролем полноты оценки мероприятий по охране окружающей среды на стадии проектирования,

минимизацией технологических рисков, организацией производственного экологического контроля и современным мониторингом состояния окружающей среды на объектах. Входящих в границы проекта.

Природные факторы риска

Риски, связанные с природными факторами, представляют собой потенциальную угрозу успешной реализации климатического проекта и устойчивому функционированию его инфраструктуры. Эти риски обусловлены влиянием погодных и климатических условий, а также сейсмических особенностей региона, которые могут существенно повлиять на надежность и безопасность проектных мероприятий. Недостаточный учет или недооценка этих факторов на стадии проектирования может привести к повышению аварийности объектов, нарушению сроков реализации проекта и снижению эффективности его климатических целей. Например, резкие изменения климатических параметров, такие как экстремальные температуры, усиление ветровых нагрузок или изменение гидрологического режима, могут повлиять на работу энергетического оборудования, а сейсмическая активность - на устойчивость фундаментов и коммуникаций.

Для минимизации рисков, связанных с природными факторами, предусмотрено комплексное вовлечение климатических и геологических данных в процесс проектирования.

Нормативно-правовые риски

В процессе реализации проекта существует вероятность столкнуться с нормативно-правовыми рисками – это ситуация, когда изменения в законах, правилах или государственных стандартах могут негативно повлиять на ход работ, сроки или экономику проекта. Например, могут ужесточиться экологические требования, измениться налоговая политика или появиться новые разрешительные процедуры.

Чтобы избежать неожиданных проблем, важно заранее проанализировать действующее законодательство на этапе проектирования и

предусмотреть возможные корректировки. Кроме того, необходимо организовать постоянный мониторинг правовой среды, чтобы оперативно узнавать о новых инициативах и готовиться к их внедрению.

Как минимизировать риски:

- учитывать актуальные нормативные требования при разработке ПТД.
- следить за изменениями в законах, подзаконных актах и отраслевых стандартах.
- быстро адаптировать проект под новые правила, если они вступают в силу.
- закладывать в бюджет резервы на случай дополнительных расходов из-за изменений в регулировании.

Такой подход позволяет снизить вероятность задержек, штрафов или необходимости переделывать часть работ из-за внезапных изменений в законодательстве.

Риски непостоянства

Не применимо для данного типа проекта [2].

Риск утечек вне границ проекта

Риск утечек парниковых газов (ПГ) вне границ климатического проекта связан с тем, что сокращение выбросов на ТЭЦ при переводе котлоагрегатов энергоблока ст. №2 на природный газ может быть частично компенсировано увеличением выбросов вверх по цепочке поставки — на этапах добычи, транспортировки и хранения газа, а также в других секторах, связанных с изменением топливного баланса. Согласно элементам Методологии №0013[2], такие утечки необходимо учитывать, так как они происходят за пределами непосредственного контроля проекта, но могут снижать его климатическую эффективность.

Причины риска:

- утечки метана (CH_4) на этапах добычи и транспортировки газа.
- Природный газ - мощный парниковый газ в виде утечек метана, которые происходят при добыче, компрессии и транспортировке. Даже небольшие

утечки могут снизить климатический эффект от замещения каменного угля газом.

- увеличение добычи газа для обеспечения проекта. Рост спроса на газ со стороны ТЭЦ может стимулировать расширение добычи, включая разработку месторождений с высоким углеродным следом (например, в труднодоступных регионах или с использованием энергоемких технологий).

- перераспределение каменного угля в энергосистеме. Сокращение потребления каменного угля на ТЭЦ может привести к его избыточному предложению на рынке, что, в свою очередь, может стимулировать увеличение использования каменного угля на других станциях или в промышленности.

Идентифицированные риски и оценка вероятности их наступления на различных стадиях реализации проекта представлены в Таблице Ж-1.

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

- на стадии разработки климатического проекта наиболее существенными являлись финансовые риски. На последующих этапах - реализации и эксплуатации - указанный риск перешел в разряд управляемых: финансирование проекта подтверждено за счёт внутренних ресурсов компании. В текущих условиях основное внимание сосредоточено на технологических, экологических и операционных рисках, которые находятся под контролем в рамках существующих производственных и экологических регламентов.

Таблица Ж-1. Таблица рисков с обоснованием оценок

№	Описание риска	Вероятность	Влияние	Мероприятия КП	Период влияния	Методы минимизации риска	Обоснование оценки	Обоснование оценки влияния
1	Нормативно-правовые риски	Низкая	Умеренное	Реализация проекта по переводу котлоагрегата ст. №2 на сжигание природного газа	Весь период реализации и зачётный период	Анализ законодательства на этапе проектирования, постоянный мониторинг правовой среды, адаптация проекта под новые требования, закладка финансовых резервов.	В РФ принята долгосрочная гос. политика в области углеродного регулирования.	Изменения могут потребовать административных корректировок, но не отменяют суть проекта.
2	Экологические риски	Средняя	Умеренное	Реализация проекта по переводу котлоагрегата ст. №2 на сжигание природного газа	Стадия проектирования и эксплуатации	Контроль полноты оценки воздействия на стадии проектирования, организация производственного экологического контроля и мониторинга состояния	Работы ведутся на существующей промплощадке, но новые технологии несут потенциальные риски.	Может привести к репутационным издержкам и штрафам, но не к остановке основного производства.

						окружающей среды.		
3	Финансовые риски	Средняя	Серьёзное	Реализация проекта по переводу котлоагрегата ст. №2 на сжигание природного газа	Весь период, особенно стадия финансирования и закупок	Корректное обоснование затрат, контроль финансовой дисциплины, системный мониторинг расходования средств, выполнение проекта в рамках утверждённой инвестиционной программы.	Макроэкономическая нестабильность сохраняется. Проект зависит от запланированного финансирования.	Недофинансирование напрямую угрожает срокам закупок и монтажа оборудования.
4	Технологические риски	Низкая	Серьёзное	Реализация проекта по переводу котлоагрегата ст. №2 на сжигание природного газа	Стадия проектирования, монтажа и эксплуатации	Выбор современного, надёжного оборудования с запасом ресурса, строгое соблюдение регламентов ТО, интеграция систем мониторинга состояния оборудования.	Используется стандартное, хорошо зарекомендовавшее себя оборудование.	Сбой потребует дорогостоящих переделок и повторных пусконаладочных работ, срыв сроков.

5	Природные факторы	Низкая	Умеренное	Реализация проекта по переводу котлоагрегата ст. №2 на сжигание природного газа	Стадия проектирования и эксплуатации	Интеграция климатических и геологических данных в проектирование, анализ сейсмических характеристик, разработка адаптационных стратегий, создание систем мониторинга.	Оборудование размещается внутри существующей станции в местности с низкой сейсмичностью и отсутствием угрозы наводнений.	Может вызвать временные задержки, но не носит катастрофический характер.
6	Риск утечек вне границ	Средняя	Умеренное	Реализация проекта по переводу котлоагрегата ст. №2 на сжигание природного газа	Весь зачётный период (2026–2030 гг.)	Количественная оценка утечек, связанных с добычей, переработкой и транспортировкой топлива в соответствии с Методологией №0013 и ГОСТ Р 71115-2023 [10]. Учёт результата оценки при расчёте сокращений выбросов.	Зависит от процессов сторонних поставщиков, которые проект не контролирует напрямую.	Снижает общий экологический эффект проекта, но не влияет на прямые выбросы ПГ объекта и учтён в расчётах.

РАЗДЕЛ 3. Сведения об оценке воздействия проекта на окружающую среду

Согласно ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021 [3], требование о приведении оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС) применяется только если оно установлено применимым законодательством. Для планируемой деятельности перевода, действующего котлоагрегата на природный газ, проведение ОВОС законодательством Российской Федерации (включая регулирование климатических проектов, установленное Приказом МЭР №248 [4]) не является обязательным.

Проектная деятельность имеет природоохранную направленность, так как приводит к снижению выбросов, а её экологические результаты будут учитываться в рамках действующей системы производственного экологического мониторинга и государственной статистической отчётности. Поэтому проведение отдельной ОВОС не предусматривается.

Список использованных источников

1. Приказ №39@ от 23.12.24 г. «Об утверждении инвестиционной программы АО «ДГК» на 2024-2029 годы, и изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «ДГК», утвержденную приказом Минэнерго России от 28.12.2023 №38@».

2.Методология реализации климатического проекта № 0013 Перевод действующих электростанций с угля и/или нефтяного топлива на газообразное топливо. Разработчик: Институт глобального климата и экологии имени академика Ю. А. Израэля.

3.ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021 «Газа 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».

4.Приказ Министерства экономического развития Российской Федерации 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 предоставления отчета о реализации климатического проекта» (с изменениями на 8 июля 2024 года).

5.Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 27.05.2022 № 371 «Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов».

6.Пояснительная записка 001.02.23-1.КДР2.ПЗ «Техническое перевооружение Хабаровской ТЭЦ-3 с переводом на сжигание природного газа котлоагрегата энергоблока ст. №2, СП. Хабаровская ТЭЦ-3».

7.Технические отчеты по эксплуатации тепловой электростанции (2020-2024 гг.).

8.Федеральный закон от 04.05.1999 г. № 96-ФЗ«Об охране атмосферного воздуха».

9. Федеральный закон от 12.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды».

10. ГОСТ Р 71115-2023. Национальный стандарт Российской Федерации. Система стандартов реализации климатических проектов. Методика количественного определения выбросов утечек парниковых газов, связанных с добычей и транспортировкой ископаемого топлива.

11.ГОСТ 31369-2021. Межгосударственный стандарт. Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава.

12. ГОСТ 21261-2021. Межгосударственный стандарт. Нефтепродукты. Метод определения высшей теплоты сгорания и вычисление низшей теплоты сгорания.

13. ГОСТ 5542-2022. Межгосударственный стандарт. Газ природный промышленного и коммунально-бытового назначения.

14.Отчет о ремонте котлоагрегата за 2021, 2024 года.

15. Договор аренды земельного участка №74 от 01.06.2018 г.

16. РД 34.08.552-95от 01.02.1996 «Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования»

17. Национальной доклад о кадастре антропогенных выбросов парниковых газов из источников и их абсорбции поглотителями за 1990 - 2023 гг. (часть 1,2. Москва 2025).

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

19. Выписка из Единого государственного реестра недвижимости об объекте недвижимости от 06.06.2025 №КУВИ-001/2025-119288847.

20. ГОСТ 8.586.5-2005 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Измерение расхода и количества жидкостей и газов с

помощью стандартных сужающих устройств. Часть 5. Методика выполнения измерений.

21. Руководящие принципы МГЭИК (2006).

22. Федеральный закон от 22.10.2004 № 125-ФЗ «Об архивном деле в Российской Федерации».

Приложение 1 – Расчетная модель количественной оценки сокращения выбросов парниковых газов в результате реализации мероприятий проекта.

См. файл «Расчет сокращения выбросов ПГ ХТЭЦ-3.xlsx»