

**ПОДКЛЮЧЕНИЕ ИЗОЛИРОВАННОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ  
КОВЫКТИНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ К ОБЪЕДИНЕННОЙ  
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ СИБИРИ**

**ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ КЛИМАТИЧЕСКОГО  
ПРОЕКТА**

Замесетитель генерального  
директора по экономике и  
финансам  
(Должность)

(М.П.)

(Подпись)

Павленко А.А.

(И.О. Фамилия)



2024

## Содержание

Принятые сокращения.....	4
1. Описание проекта.....	5
1.1 Общая характеристика исполнителя проекта.....	5
1.2 Общая характеристика климатического проекта.....	7
1.3 Описание мероприятий проекта.....	9
1.4 Локация проекта и условия до начала реализации проекта.....	11
1.5 Соответствие законам и иным нормативным требованиям.....	12
2. Применение методологии.....	17
2.1 Название методологии.....	17
2.2 Соответствие проекта критериям применимости методологии.....	17
2.3 Границы проекта.....	18
2.4 Дополнительность.....	19
2.4.1. Выявление альтернатив проектной деятельности.....	19
2.4.2. Обоснование дополнительности проектной деятельности.....	20
2.4.3. Анализ чувствительности.....	21
2.5 Базовый сценарий.....	22
3. Количественная оценка сокращений парниковых газов.....	24
3.1 Базовая линия.....	24
3.2 Проектный сценарий.....	26
3.3 Утечки выбросов CO <sub>2</sub> от реализации проекта.....	30
3.4 Проектное сокращение выбросов CO <sub>2</sub> .....	31
4. Мониторинг.....	33
4.1 Перечень показателей для мониторинга.....	33
4.2 План мониторинга.....	37
5. Управление рисками.....	40
Приложение 1.....	43

## Принятые сокращения

БКПС	Блочно-комплектная трансформаторная подстанция
ВИЭ	Возобновляемые источники энергии
ВЛ	Воздушная линия электропередачи
ГТУ	Газотурбинная установка
ГТЭС	Газотурбинная электростанция
ГЭС	Гидроэлектростанция
ДЭС	Дизельная электростанция
Ковыктинское ГКМ	Ковыктинское газоконденсатное месторождение
ЛЭП	Линия электропередачи
НГКМ	Нефтегазоконденсатное месторождение
ОРУ	Открытое распределительное устройство
ПС	Подстанция
УКПГ	Установка комплексной подготовки газа
ЭСН	Электростанция собственных нужд
СИПР	Схема и программа развития электроэнергетики

# 1. Описание проекта

## 1.1 Общая характеристика исполнителя проекта

Климатический проект по подключению изолированной энергосистемы Ковыктинского газоконденсатного месторождения к Объединенной энергетической системе Сибири (Усть-Илимскому, Братскому и Нижнеилимскому энергорайонам) реализует ООО «Газпром добыча Иркутск» (далее – Исполнитель) – 100% дочернее предприятие ПАО «Газпром».

Исполнитель является оператором по разработке Ковыктинского ГКМ – ресурсной базы для реализации проекта «Сила Сибири» наряду с Чаяндинским НГКМ в Республике Саха (Якутия). Ковыктинское ГКМ – основа для создания Иркутского центра газодобычи в рамках реализации Восточной газовой программы.

В Таблице 1 ниже представлены сведения о юридическом лице, являющимся исполнителем проекта.

Таблица 1. Сведения о юридическом лице, являющемся исполнителем проекта

<b>Необходимая информация</b>	<b>Данные юридического лица</b>
Наименование	Газпром добыча Иркутск
Организационно-правовая форма	Общество с ограниченной ответственностью
Основной государственный регистрационный номер и дата его присвоения	ОГРН: 1073812008731 Дата присвоения: 10.12.2007
Адрес места нахождения	664011, Иркутская область, г. Иркутск, ул. Нижняя Набережная, д. 14
Идентификационный номер налогоплательщика	3812100646
Сведения об осуществляемых видах экономической деятельности в соответствии с Общероссийским классификатором видов экономической деятельности	<b>Основной вид деятельности –</b> 06.20 Добыча природного газа и газового конденсата <b>Дополнительные виды деятельности:</b> <ul style="list-style-type: none"><li>– 06.10 Добыча нефти и нефтяного (попутного) газа;</li><li>– 09.10.4 Сжижение и обогащение природного газа на месте добычи для последующей транспортировки;</li><li>– 19.20.2 Разделение и извлечение фракций из нефтяного (попутного) газа;</li><li>– 20.59.5 Производство прочих химических продуктов, не включенных в другие группировки;</li><li>– 35.21 Производство газа;</li><li>– 35.22 Распределение газообразного топлива по газораспределительным сетям;</li><li>– 41.2 Строительство жилых и нежилых зданий;</li></ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>– 42.21 Строительство инженерных коммуникаций для водоснабжения и водоотведения, газоснабжения;</li> <li>– 42.22.2 Строительство местных линий электропередачи и связи;</li> <li>– 46.71 Торговля оптовая твердым, жидким и газообразным топливом и подобными продуктами;</li> <li>– 71.12.3 Работы геолого-разведочные, геофизические и геохимические в области изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы;</li> <li>– 85.30 Обучение профессиональное;</li> <li>– 85.42.9 Деятельность по дополнительному профессиональному образованию прочая, не включенная в другие группировки.</li> </ul>
--	---

При реализации проекта были задействованы юридические лица, роли и обязанности которых указаны в Таблице 2 ниже.

Таблица 2. Роли и обязанности юридических лиц, задействованных при реализации проекта

Необходимая информация	Данные юридического лица
<b>1. Инициатор проекта</b>	
Наименование	ООО «Газпром добыча Иркутск»
Обязанности	Инициирование деятельности по реализации климатического проекта, определение концепции проекта, разработка проекта и оценка его реализуемости, контроль и ответственность за реализацию климатического проекта, инициирование деятельности по выпуску углеродных единиц.
Контактные данные	mail@irkutsk-dobycha.gazprom.ru
<b>2. Исполнитель проекта</b>	
Наименование	ООО «Газпром добыча Иркутск»
Обязанности	Подготовка климатического проекта, реализация деятельности по проекту.
Контактные данные	mail@irkutsk-dobycha.gazprom.ru
<b>3. Разработчик проекта</b>	
Наименование	Банк ГПБ (АО) Департамент консультирования по кредитным рейтингам и устойчивому

	развитию
Обязанности	Подготовка проектной документации климатического проекта и выполнение количественной оценки сокращений выбросов парниковых газов в рамках реализации климатического проекта
Контактные данные	Закатов Н.С., заместитель директора nikita.zakatov@gazprombank.ru

## 1.2 Общая характеристика климатического проекта

Суть реализуемого климатического проекта заключается в подключении ранее изолированной энергосистемы Ковыктинского ГКМ к Объединенной энергетической системе Сибири (Усть-Илимскому, Братскому и Нижнеилимскому энергорайонам). Основной целью реализуемой проектной деятельности является 100% удовлетворение растущих потребностей месторождения в электроэнергии за счет низкоуглеродной электроэнергии, произведенной в основном на объектах генерации на ВИЭ.

Реализация мероприятий проекта позволит достичь сокращения выбросов парниковых газов по сравнению со сценарием комбинированной эксплуатации локальных электростанций собственных нужд параллельно с подключением Ковыктинского ГКМ к энергосистеме Иркутской области. Сокращение выбросов парниковых газов достигается за счет высокой доли объектов генерации на ВИЭ в балансе Усть-Илимского, Братского и Нижнеилимского энергорайонов, в частности за счет подключения объектов Ковыктинского ГКМ к Усть-Илимской и Братской гидроэлектростанциям через подключение к подстанции 500 кВ «Усть-Кут». При этом дополнительный спрос на электроэнергию, который в данном случае возникнет в данных энергорайонах, будет покрываться в основном за счет так называемой «запертой мощности» Усть-Илимской ГЭС. Отраслевая принадлежность проекта в соответствии с Общероссийским классификатором видов экономической деятельности – 35.12 Передача электроэнергии и технологическое присоединение к распределительным электросетям.

Деятельность климатического проекта по подключению изолированной энергосистемы Ковыктинского ГКМ к энергосистеме Иркутской области реализуется на территории Жигаловского, Казачинско-Ленского и Усть-Кутского районов. Общая площадь территории проектной деятельности с учетом строительства магистральной ЛЭП (ВЛ 220 кВ «Усть-Кут – Ковыкта» линия 1, 2 от ПС 500 кВ «Усть-Кут» до ПС 220 кВ «Ковыкта») составляет 2 569,2 гектаров. Деятельность проекта по строительству проектируемой ПС 220 кВ «Ковыкта» для электроснабжения потребителей Ковыктинского ГКМ выполняется на изымаемом в постоянное пользование земельном участке с кадастровым номером 38:03:000000:1970 общей площадью 10,1 гектаров, который расположен на землях лесного фонда по адресу: Иркутская область, муниципальное образование Жигаловский район, Жигаловское лесничество, Тутурское участковое лесничество, Орленгская дача, квартал № 594.

Датой начала реализации климатического проекта является дата начала работ по проекту сооружения ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Ковыкта, то есть 19.05.2022 г. Подключение Ковыктинского ГКМ к централизованному энергоснабжению ориентировочно запланировано на 19.05.2024 г. Период кредитования проекта, в течение которого

происходит сокращения выбросов парниковых газов в результате реализации климатического проекта, составляет 5 лет (с возможностью продления два раза на 5 лет) с момента завершения работ по подключению изолированной энергосистемы Ковыктинского ГКМ к энергосистеме Иркутской области.

Хронологический план реализации климатического проекта с описанием актуальных дат деятельности по проекту и частоты мониторинга, валидации и верификации приведен в Таблице 3 ниже.

Таблица 3. Хронологический план реализации климатического проекта

1)	Дата инициирования деятельности по проекту	Дата начала проекта – 19.05.2022 г. (дата начала работ по проекту сооружения ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Ковыкта).  Датой инициирования деятельности по климатическому проекту является дата подключения Ковыктинского ГКМ к централизованному энергоснабжению, а именно 19.05.2024 г.
2)	Временной период базовой линии по ПГ	Временной период базовой линии по ПГ равен длительности периода кредитования проекта и составляет 15 лет (3 периода по 5 лет).
3)	Дата завершения проекта	Датой завершения проекта является дата завершения фазы эксплуатации проекта и реализации потребления электроэнергии от энергосистемы Иркутской области, то есть 19.05.2038 г.
4)	Частота мониторинга и отчетности, период проекта, включая соответствующие проектные мероприятия на каждой фазе проекта по ПГ, если применимо	Частота мониторинга зависит от установленной периодичности мониторинга для каждого показателя, указанного в Таблице 12. Общий рекомендуемый период мониторинга – 1 календарный год.  Выделяется две фазы проектных мероприятий:  – 19.05.2022–19.05.2024: Сооружение ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Ковыкта, ПС 220 кВ «Ковыкта» и необходимой инфраструктуры для подключения к централизованному энергоснабжению;  – 19.05.2024–19.05.2038: Эксплуатация проекта, реализация потребления электроэнергии от энергосистемы Иркутской области.
5)	Частота проведения верификации и валидации, если применимо	Валидация проводится одновременно по завершении формирования проектной документации (апрель 2024 г.) а затем дважды с периодичностью 1 раз в 5 лет с даты первой валидации.

Реализация климатического проекта по подключению изолированной энергосистемы Ковыктинского ГКМ к энергосистемам Усть-Илимского, Братского и

Нижеилимского энергорайонов в течение периода кредитования приведет к совокупному сокращению выбросов парниковых газов на 726 015,6 т CO<sub>2</sub>-экв.

### 1.3 Описание мероприятий проекта

Климатический проект по подключению изолированной энергосистемы Ковыктинского ГКМ к энергосистемам Усть-Илимского, Братского и Нижнеилимского энергорайонов предполагает сокращение выбросов парниковых газов за счет высокой доли объектов генерации на ВИЭ и замещения электроэнергии собственной генерации электроэнергией от объектов генерации на ВИЭ.

Суть проектного сценария заключается в 100% обеспечении потребностей Ковыктинского ГКМ в электроэнергии за счет энергосистем Усть-Илимского, Братского и Нижнеилимского энергорайонов. В проектом сценарии не предусматривается параллельная работа с сетью собственных объектов генерации. В качестве резервных источников мощности предусматривается уже существующая на момент подключения к централизованному энергоснабжению ЭСН ОПР, а также установка блочных дизельных электростанций на местах потребления электроэнергии. Причем работа ЭСН предполагается только при аварийном отключении одновременно двух ВЛ-220кВ, питающих ПС «Ковыкта», вероятность которого минимальна.

В рамках проектного сценария с мая 2024 года основным источником электроснабжения Ковыктинского ГКМ является ПС 220 кВ «Ковыкта». Для реализации проекта внешнего энергоснабжения и подключения Ковыктинского ГКМ (суммарная мощность 54,5 МВт) к сети 220 кВ ПАО «ФСК ЕЭС» по договоренности с Исполнителем будет выполнено расширение ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ «Усть-Кут» на 2 линейные ячейки 220 кВ для подключения линий электропередачи, сооружение на Ковыктинском ГКМ понизительной ПС 220/110/10 кВ 2х63 МВА «Ковыкта» и строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ, протяженностью около 256 км каждая, от ПС 500 кВ «Усть-Кут» до ПС 220/110/10 кВ 2х63 МВА «Ковыкта».

Распределение электроэнергии от ПС 220 кВ «Ковыкта» по объектам обустройства Ковыктинского ГКМ – технологическим площадкам сбора газа с кустов скважин и его подготовки к транспорту УКПГ (УКПГ-1, УКПГ-2, УКПГ-3 и УКПГ-45) – предусматривается по одноцепным ВЛ 110 кВ со строительством у границ УКПГ двухтрансформаторных понизительных подстанций блочно-комплектного исполнения.

Подключение площадок УКПГ к внешней системе электроснабжения осуществляется следующим образом:

- УКПГ-2 – с I квартала 2024 года:
  - 1) Сооружение ПС 110 кВ 2х16 МВА «УКПГ-2», размещаемой у границы технологической площадки УКПГ-2;
  - 2) Строительство двух одноцепных межпромысловых ВЛ 110 кВ, протяженностью 11,6 км каждая, от ПС 220 кВ «Ковыкта» до ПС 110 кВ 2х16 МВА «УКПГ-2»;
  - 3) Распределение электроэнергии по потребителям технологической площадки УКПГ-2 через понизительную ПС 110/10 кВ 2х16 МВА «УКПГ-2» с установленной единичной мощностью силовых трансформаторов 2х16 МВА для перспективного подключения потребителей;



- 4) В целях минимизации рисков прекращения подачи газа внешним и внутренним потребителям при аварийном отключении 2-х одноцепных ВЛ 220 кВ ПАО «ФСК ЕЭС» и до момента восстановления электроснабжения, предусматривается сооружение независимого источника питания для потребителей площадки водозаборных сооружений и линейной части газосборной сети в районе УКПГ-2, выполненного на базе АДЭС 10,5 кВ мощностью 1000 кВт, устанавливаемом в блок-боксе;
  - 5) Также в целях минимизации рисков прекращения подачи газа внешним и внутренним потребителям при аварийном отключении 2-х одноцепных ВЛ 220 кВ ПАО «ФСК ЕЭС», предусматривается установка независимых источников питания на напряжении 0,4 кВ для потребителей технологической площадки УКПГ-2 на базе ДЭС-630, 1 000, 1 600 кВт в количестве 16 штук.
- УКПГ-3 – с II квартала 2024 года:
- 1) Сооружение ПС 110 кВ 2х10 МВА «УКПГ-3», размещаемой у границы технологической площадки УКПГ-3;
  - 2) Строительство двух одноцепных межпромысловых ВЛ 110 кВ, протяженностью 14,8 км каждая, от ПС 220 кВ «Ковыкта» до ПС 110 кВ 2х10 МВА «УКПГ-3»;
  - 3) Распределение электроэнергии по потребителям технологической площадки УКПГ-3 через понизительную ПС 110/10 кВ 2х10 МВА «УКПГ-3» с установленной единичной мощностью силовых трансформаторов 2х10 МВА для перспективного подключения потребителей;
  - 4) В целях минимизации рисков прекращения подачи газа внешним и внутренним потребителям при аварийном отключении 2-х одноцепных ВЛ 220 кВ ПАО «ФСК ЕЭС», для электроснабжения потребителей УКПГ-3 с электрической нагрузкой  $P_{p\Sigma}=3\,375$  кВт (при суммарной нагрузке 4 937 кВт), в качестве резервного источника предусматривается существующая ЭСН ОНР 5хГТЭС-2,5 МВт, расположенная в 12,57 км от УКПГ-3;
  - 5) Для покрытия дефицита мощности при отключении двух ВЛ 220 кВ предполагается установка дополнительных ДЭС-1 000 кВт и ДЭС-1 600 кВт на площадке УКПГ-3.
- УКПГ-1 – с IV квартала 2024 года:
- 1) Сооружение ПС 110 кВ 2х16 МВА «УКПГ-1», размещаемой у границы технологической площадки УКПГ-1;
  - 2) Строительство двух одноцепных межпромысловых ВЛ 110 кВ, протяженностью 31,8 км каждая, от ПС 220 кВ «Ковыкта» до ПС 110 кВ 2х16 МВА «УКПГ-1»;
  - 3) Распределение электроэнергии по потребителям технологической площадки УКПГ-1 через понизительную ПС 110/10 кВ 2х16 МВА «УКПГ-1» с установленной единичной мощностью силовых трансформаторов 2х16 МВА для перспективного подключения потребителей;
  - 4) С целью поддержания работоспособности УКПГ-1 в полном объеме при аварийном отключении двух одноцепных ВЛ 220 кВ ПАО «ФСК ЕЭС», проектом предусмотрена организация аварийного источника питания на базе АДЭС 10 кВ мощностью 1 600 кВт, устанавливаемом в блок-боксе;

- 5) Также в целях поддержания работоспособности УКПГ-1 в полном объеме при аварийном отключении 2-х одноцепных ВЛ 220 кВ ПАО «ФСК ЕЭС», предусматривается установка независимых источников питания на напряжении 0,4 кВ для потребителей технологической площадки УКПГ-1 на базе ДЭС-630, 1 000 кВт в количестве 7 штук.
- УКПГ-45 (в базовом сценарии – УКПГ-4) – с IV квартала 2026 года:
- 1) Сооружение ПС 110 кВ 2х16 МВА «УКПГ-45», размещаемой у границы технологической площадки УКПГ-45;
  - 2) Строительство двух одноцепных межпромысловых ВЛ 110 кВ, протяженностью 31,8 км каждая, от ПС 220 кВ «Ковыкта» до ПС 110 кВ 2х16 МВА «УКПГ-45»;
  - 3) Распределение электроэнергии по потребителям технологической площадки УКПГ-45 через понизительную ПС 110/10 кВ 2х16 МВА «УКПГ-45» с установленной единичной мощностью силовых трансформаторов 2х16 МВА для перспективного подключения потребителей;
  - 4) С целью минимизации рисков срывов подачи газа внешним и внутренним потребителям при аварийном отключении двух одноцепных ВЛ 220 кВ ПАО «ФСК ЕЭС», проектом предусмотрена организация аварийного источника питания на базе АДЭС 10 кВ мощностью 1 600 кВт, устанавливаемом в блок-боксе;
  - 5) Также в целях поддержания работоспособности УКПГ-45 в полном объеме при аварийном отключении 2-х одноцепных ВЛ 220 кВ ПАО «ФСК ЕЭС», предусматривается установка независимых источников питания на напряжении 0,4 кВ для потребителей технологической площадки УКПГ-45 на базе ДЭС-630, 1 000, 1 600 кВт в количестве 10 штук.

Общее число ДЭС, устанавливаемых на технологических площадках УКПГ в качестве аварийного источника питания, составляет 38 штук с суммарной мощностью 39,7 МВт.

#### 1.4 Локация проекта и условия до начала реализации проекта

Проектная деятельность реализуется на участке общей площадью 2 569,2 гектаров, расположенного на территории Жигаловского, Казачинско-Ленского и Усть-Кутского районов. Деятельность проекта по строительству ПС 220 кВ «Ковыкта» выполняется на изымаемом в постоянное пользование земельном участке общей площадью 10,1407 гектаров, который расположен в 9,5 км на юго-запад от Промбазы «Нючакан» Ковыктинского ГКМ на землях лесного фонда Жигаловского лесничества, Тутурского участкового лесничества (Орленгская дача, квартал № 594).

Территория проектной деятельности находится в зоне резко континентального климата с суровой продолжительной сухой зимой и теплым, с обильными осадками, летом. Средняя температура воздуха в январе составляет от -24 до -28°C, а средняя температура воздуха в июле колеблется от +17 до +18,5°C. Согласно метеорологическим данным, среднее значение годовой амплитуды температуры воздуха достигает 90-94°C. Годовое количество выпадающих осадков сильно зависит от рельефа и варьируется в пределах 350-500 мм.

Почвенный покров на территории деятельности климатического проекта характеризуется преобладанием подзолов, дерново-подзолистых и дерново-карбонатных почв. Почвы характеризуются относительно низкой устойчивостью к техногенным воздействиям и невысокой скоростью самовосстановления. В условиях избытка поверхностной и внутрипочвенной влаги развивается сильное оглеение, усиливающее процессы торфонакопления.

Растительный покров территории проектного участка представляет собой в основном ценные темнохвойные горные таежные леса – кедровые и пихтово-кедровые, а также лиственничные светлохвойные леса. Главными лесообразующими породами на территории изысканий являются кедр сибирский, сибирская пихта, сибирская ель, лиственница сибирская и Гмелина, сосна обыкновенная. Большую часть расположенных водоразделов и склонов Лено-Ангарского плато с отметками высот от 900 до 1 200 м занимают леса с древостоем из пихты и кедра, особенно типичные для участка Ковыктинского ГКМ. По долинам рек тянутся полосы лиственничных лесов, часто заболоченных. Южнее в растительном покрове наблюдается сочетание светлохвойных и мелколиственных лесов с участками темнохвойных, довольно часто встречаются гари и вырубки.

Опасные природные процессы и явления техногенных воздействий на территории осуществления проектной деятельности отсутствуют.

## 1.5 Соответствие законам и иным нормативным требованиям

Климатический проект реализуется в соответствии с требованиями, предъявляемыми следующими национальными нормативными актами Российской Федерации:

- Федеральный закон от 02.07.2021 N 296-ФЗ «Об ограничении выбросов парниковых газов»;
- Приказ Минэкономразвития России от 11.05.2022 N 248 «Об утверждении критериев и порядка отнесения проектов, реализуемых юридическими лицами, индивидуальными предпринимателями или физическими лицами, к климатическим проектам, формы и порядка представления отчета о реализации климатического проекта» (Зарегистрировано в Минюсте России 30.05.2022 N 68642);
- Приказ Минприроды России от 27.05.2022 N 371 «Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов» (Зарегистрировано в Минюсте России 29.07.2022 N 69451).

Согласно Приказу Минэкономразвития России N 248, реализуемый юридическим лицом проект признается климатическим проектом в случае одновременного удовлетворения установленным в Приложении N 1 к Приказу критериям. Обоснования соответствия климатического проекта по подключению изолированной энергосистемы Ковыктинского ГКМ к энергосистеме Иркутской области критериям отнесения проектов к климатическим проектам приведены в Таблице 4 ниже.

Проект объекта капитального строительства разработан согласно Приказу ПАО «Газпром» от 07.12.2017 г. № 822 об утверждении Перечня мероприятий по созданию газодобывающих и газотранспортных мощностей, использующих газ месторождений Иркутского центра газодобычи.

Настоящая проектная документация климатического проекта по подключению изолированной энергосистемы Ковыктинского ГКМ к энергосистеме Иркутской области разработана на основании данных следующих документов:

- Технико-экономическое обоснование схемы внешнего электроснабжения Ковыктинского ГКМ 0092.020.004.ТЭО.0004-ЭС(3);
- Проектная документация 2421-ПЗ1 на «ПС 220 кВ Ковыкта», Этап 1 «Строительство БКПС 220 кВ», Раздел 1 «Пояснительная записка», Том 1.1;
- Проектная документация 2421-ООС1 на «ПС 220 кВ Ковыкта», Этап 1 «Строительство БКПС 220 кВ», Раздел 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды», Том 8.1;
- 0092.020.004.П5.0004-ИОС1.1.1.2 Приложение Ж «Технические характеристики на энергоагрегат ""Урал-4000""»;
- Паспорта качества газа горючего природного за 2020 г., 2021 г. и 2022 г.;
- Формы №17-газ (Отчет об использовании газа на собственные нужды и потери для предприятий добычи газа ООО «Газпром добыча Иркутск») за 2020 г., 2021 г и 2022 г.;
- Акты приема-передачи блок-боксов дизельных электростанций АДЭС-630 кВт, 1 000 кВт, 1 600 кВт;
- Проектная документация 0092.020.004.П5.0004-ИОС1.1.1.1 на обустройство Ковыктинского газоконденсатного месторождения, Этап 5 «Объекты УКПГ-2 (в том числе эксплуатационные скважины, конденсатопровод, терминал отгрузки конденсата в пос. Окунайский, ЦДКС)», Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений», Том 5.1.1.1.1;
- Проектная документация 0092.020.004.П6.0004-ИОС1.1.1.1 на обустройство Ковыктинского газоконденсатного месторождения, Этап 6 «Объекты УКПГ-3 (в том числе эксплуатационные скважины)», Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений», Том 5.1.1.1.1;
- Проектная документация 0092.004.П.12.0004-ИОС1.1.1 на обустройство Ковыктинского газоконденсатного месторождения, Этап 12 «Объекты УКПГ-1 (в том числе эксплуатационные скважины)», Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений», Том 5.1.1.1;
- Проектная документация 0092.004.П.13.0004-ИОС1.1.1 на обустройство Ковыктинского газоконденсатного месторождения, Этап 13 «Объекты УКПГ-45 (в том числе эксплуатационные скважины)», Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений», Том 5.1.1.1;
- Положительное заключение государственной экспертизы 38-1-1-3-074898-2022 на проектную документацию и результаты инженерных изысканий «Обустройство Ковыктинского газоконденсатного месторождения» Этап 5. Объекты УКПГ-2 (в том числе эксплуатационные скважины, конденсатопровод, терминал отгрузки конденсата в пос. Окунайский, ЦДКС);
- Положительное заключение государственной экспертизы 38-1-1-3-093238-2022 на проектную документацию и результаты инженерных изысканий «Обустройство

- Ковыктинского газоконденсатного месторождения. «Этап 12. Объекты УКПГ-1 (в том числе эксплуатационные скважины)»;
- Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций Восточной Сибири на 2021-2027 годы<sup>1</sup>;
  - Схема и программа развития (СИПР) электроэнергетики Иркутской области на период 2021-2025 годы (утверждена Указом Губернатора Иркутской области от 29 апреля 2020 года № 124-уг);
  - Схема и программа развития (СИПР) электроэнергетики Иркутской области на период 2022-2026 годы (утверждена Указом Губернатора Иркутской области от 29 апреля 2021 года № 128-уг);
  - Схема и программа развития (СИПР) электроэнергетики Иркутской области на период 2022-2026 годы (утверждена Указом Губернатора Иркутской области от 29 апреля 2021 года № 128-уг);
  - Схема и программа развития (СИПР) электроэнергетики Иркутской области на период 2023-2027 годы (утверждена Указом Губернатора Иркутской области от 28 апреля 2022 года № 71-уг);
  - Схема и программа развития (СИПР) электроэнергетических систем России на 2024–2029 годы.

---

<sup>1</sup> Карты-схемы размещения объектов электроэнергетики. Схема развития ЕЭС России. –<https://energybase.ru/map>.

Таблица 4. Соответствие проекта критериям отнесения проектов к климатическим проектам в соответствии с Приказом Минэкономразвития России N 248

№ критерия	Критерий	Соответствие
а)	<p>Мероприятия проекта не противоречат требованиям федеральных законов, иных нормативных правовых актов Российской Федерации, а также законов и иных нормативных правовых актов субъектов Российской Федерации, на территории которых реализуется проект, и осуществляются в соответствии с документами национальной системы стандартизации в области ограничения выбросов парниковых газов, в том числе в отношении реализации климатических проектов, утверждение которых предусмотрено частью 3 статьи 5 Федерального закона 02.07.2021 N 296-ФЗ «Об ограничении выбросов парниковых газов».</p>	<p>Предлагаемый проект не противоречит требованиям федеральных законов, иных нормативных правовых актов Российской Федерации, а также законов и иных нормативных правовых актов Иркутской области как субъекта Российской Федерации, на территории которого реализуется проект.</p> <p>Сведения о проекте подготовлены в соответствии с требованиями, предъявляемыми документами национальной системы стандартизации в области ограничения выбросов парниковых газов (таких, как ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021 «Газы парниковые. Часть 2. Требования и руководство по количественному определению, мониторингу и составлению отчетной документации на проекты сокращения выбросов парниковых газов или увеличения их поглощения на уровне проекта»). При выполнении проекта была использована Методология реализации климатического проекта № 0015 «Подключение к сети изолированных энергетических систем» Института глобального климата и экологии имени академика Ю. А. Израэля. Данная методология подготовлена на основе разработанной в рамках Механизма чистого развития методологии AM0045: Grid connection of isolated electricity systems. Version 3.0. CDM Methodology.</p> <p>Расчеты в рамках проекта производились в соответствии с Приказом Минприроды России от 27.05.2022 N 371.</p> <p><b>Соответствует</b></p>
б)	<p>Результатами реализации проекта являются сокращение (предотвращение) выбросов парниковых газов и (или) увеличение их поглощения (рассчитанное в абсолютных и (или) удельных единицах) относительно прогнозируемого результата количественной оценки выбросов или поглощений парниковых газов при отсутствии проекта за период реализации проекта, за исключением случаев, когда сокращение (предотвращение) выбросов парниковых газов достигается путем сокращения хозяйственной деятельности и (или) объема производимой продукции (в натуральном выражении) исполнителя проекта.</p>	<p>При реализации проекта по подключению изолированной энергосистемы Ковыктинского ГКМ к энергосистеме Иркутской области планируется сокращение выбросов парниковых газов – диоксида углерода (CO<sub>2</sub>) в абсолютных единицах относительно прогнозируемого результата количественной оценки выбросов парниковых газов при отсутствии проекта (базовая линия) в период с 19.05.2024 г. по 19.05.2038 г. (период реализации климатического проекта и выпуска единиц сокращений выбросов парниковых газов по проекту) за счет замещения электроэнергии собственной генерации на ЭСН ОПР электроэнергией от объектов генерации на ВИЭ.</p> <p>При разработке проектной документации использовались данные Проектной документации на «ПС 220 кВ Ковыкта», Технико-экономического обоснования схемы внешнего электроснабжения Ковыктинского ГКМ</p>

		<p>0092.020.004.ТЭО.0004-ЭС(3) для обоснования базового сценария и Проектной документации на обустройство Ковыктинского газоконденсатного месторождения (Объекты УКПГ-1, УКПГ-2, УКПГ-3, УКПГ-45) для обоснования проектного сценария.</p> <p>Сокращение хозяйственной деятельности или объема производимой продукции (генерация электроэнергии) в указанный период реализации климатического проекта не ожидается.</p> <p><b>Соответствует</b></p>
в)	<p>Мероприятия проекта не приводят к совокупному увеличению массы выбросов парниковых газов или снижению уровня их поглощения вне области влияния таких мероприятий.</p>	<p>Согласно данным Проектной документации 2421-ООС1 на «ПС 220 кВ Ковыкта», Этап 1 «Строительство БКПС 220 кВ», Раздел 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды», Том 8.1, воздействие в рамках деятельности климатического проекта является локальным и не распространяется на прилегающие районы. Таким образом, климатический проект по подключению изолированной энергосистемы Ковыктинского ГКМ к энергосистеме Иркутской области не предполагает увеличения массы выбросов парниковых газов или снижения уровня их поглощения вне области влияния мероприятий по климатическому проекту.</p> <p><b>Соответствует</b></p>
г)	<p>Сокращение (предотвращение) выбросов парниковых газов и (или) увеличение их поглощения в течение срока реализации проекта не является результатом влияния факторов, не связанных с мероприятиями проекта.</p>	<p>Сокращение выбросов парниковых газов в течение срока реализации проекта не является результатом влияния факторов, не связанных с мероприятиями проекта. Реализация климатического проекта, в том числе подготовка необходимой документации (Проектная документация на обустройство Ковыктинского газоконденсатного месторождения (Объекты УКПГ-1, УКПГ-2, УКПГ-3, УКПГ-45)), была выполнена по собственной инициативе и за счет собственных средств исполнителя проекта ООО «Газпром добыча Иркутск».</p> <p><b>Соответствует</b></p>
д)	<p>Мероприятия проекта осуществляются в дополнение к мероприятиям, направленным на выполнение предусмотренных законодательством Российской Федерации обязательных требований, действующих по состоянию на начало реализации проекта.</p>	<p>Мероприятия климатического проекта на начало реализации проекта не являлись обязательными требованиями, предусмотренными законодательством Российской Федерации и законодательством Иркутской области.</p> <p><b>Соответствует</b></p>

## 2. Применение методологии

### 2.1 Название методологии

Климатический проект выполняется согласно принципам Методологии реализации климатического проекта № 0015 «Подключение к сети изолированных энергетических систем», разработанной Институтом глобального климата и экологии имени академика Ю. А. Израэля и рекомендуемой Реестром углеродных единиц Российской Федерации (далее – Методология реализации климатического проекта). Данная методология подготовлена на основе существующей методологии, разработанной в рамках Механизма чистого развития – AM0045: Grid connection of isolated electricity systems. Version 3.0. CDM Methodology, и включает в себя ее адаптацию под действующие российские нормативно-правовые акты и стандарты.

### 2.2 Соответствие проекта критериям применимости методологии

Условия реализации климатического проекта по подключению изолированной энергосистемы Ковыктинского ГКМ к энергосистеме Иркутской области удовлетворяют условиям применимости Методологии реализации климатического проекта. Обоснования соответствия реализуемого проекта критериям применимости Методологии реализации климатического проекта приведены в Таблице 5 ниже.

Таблица 5. Соответствие проекта критериям применимости Методологии реализации климатического проекта

<b>Условие применимости методологии</b>	<b>Условия климатического проекта</b>
Рассчитываемые коэффициенты выбросов учитывают увеличение спроса на электроэнергию в изолированной энергосистеме и остаточный ресурс оборудования.	Для расчета коэффициентов выбросов от производства электроэнергии учитываются прогнозные объемы потребления мощности в изолированной сети от внешних сетей электроснабжения (ВЛ 220 кВ) в период с 2024 по 2038 года, а также остаточный срок службы энергогенерирующего оборудования (ГТЭС).
Производство электроэнергии генерирующими объектами, функционирующими на основе возобновляемой энергии в изолированных энергосистемах, не вытесняется, и на их работу не оказывается существенного влияния.	На момент выполнения мероприятий проектной деятельности в изолированной энергосистеме отсутствуют объекты генерации электроэнергии, функционирующие на основе возобновляемой энергии.
Все электростанции в изолированной энергосистеме, генерирующие электроэнергию за счет сжигания ископаемого топлива, вытеснены на 100%.	В результате реализации климатического проекта будет организовано приобретение низкоуглеродной электроэнергии посредством подключения к Усть-Илимскому, Братскому и Нижнеилимскому энергорайонам через ПС 500 кВ Усть-Кут для 100% обеспечения потребности в электроэнергии за счет поставок из централизованной энергосети. Данная энергосистема является энергоизбыточной,



	<p>кроме того, существуют неиспользуемые резервы мощности ГЭС на час прохождения максимума нагрузки ЭС. При этом по данным СИПР Иркутской области на 2017-2021 годы на Усть-Илимской ГЭС также существует т.н. «запертая» мощность. За счет высвобождения этой мощности при развитии объектов сетевой инфраструктуры и планируется удовлетворение потребности ГКМ в электроэнергии (что указано в Таблице 6.1 СИПР Иркутской области на 2023-2027 годы).</p>
<p>Разработчик проекта обладает точными данными для определения наиболее вероятного сценария в отсутствие проектной деятельности и расчета коэффициентов выбросов от генерации электроэнергии объединенной энергосистемой и ранее изолированной энергосистемой.</p>	<p>Источником данных для оценки коэффициентов выбросов от генерации энергосистемы Иркутской области взяты из СИПР Иркутской области за различные годы. Данные документы утверждаются указом губернатора области и не вызывают сомнений в точности содержащейся в них информации.</p>

### 2.3 Границы проекта

Границы климатического проекта определяются планом территории распространения деятельности, включая все собственные энергоцентры на базе газотурбинных станций, физически подключенные к ранее изолированному региону, и все электростанции, физически подключенные к присоединяемой в рамках проектной деятельности энергосистеме – центр питания ПС 500 кВ «Усть-Кут», Усть-Илимская ГЭС, Братская ГЭС, Иркутская ТЭЦ-6, Иркутская ТЭЦ-7 и Иркутская ТЭЦ-16.

Помимо этого, в границах проекта учитываются источники выбросов парниковых газов на территории участка проектной деятельности. Определение источников выбросов парниковых газов выполнено в соответствии с требованиями Методологии реализации климатического проекта. Источники выбросов парниковых газов, выделенные в рамках реализации климатического проекта, представлены в Таблице 6 ниже.

Таблица 6. Источники парниковых газов, включенные в границы проекта

Источник		Парниковый газ	Включение	Обоснование
Базовый сценарий	Производство электроэнергии	CO <sub>2</sub>	Да	Основной источник выбросов
		CH <sub>4</sub>	Нет	Исключен для упрощения
		N <sub>2</sub> O	Нет	Исключен для упрощения
Проектный сценарий	Производство электроэнергии	CO <sub>2</sub>	Да	Основной источник выбросов
		CH <sub>4</sub>	Нет	Исключен для упрощения
		N <sub>2</sub> O	Нет	Исключен для упрощения
	Выбросы от	SF <sub>6</sub>	Нет	Выбросы SF <sub>6</sub>

	нового оборудования			используемого для электроизоляции в новом оборудовании передачи и распределения электроэнергии
--	---------------------	--	--	--

Выбросы гексафторида серы (SF<sub>6</sub>) исключены из оценки в связи с аргументами, приведенными в разделе 3 настоящей документации.

## 2.4 Дополнительность

Для обоснования дополнительности проектной деятельности использовались методы и подходы, приведенные в Руководстве № 001 «Обоснование дополнительности проектной деятельности» (далее – Руководство по дополнительности). В соответствии с положениями, изложенными в Руководстве по дополнительности, процесс обоснования и оценки дополнительности состоит из 3 основных этапов:

1. Предварительный этап (Этап 0). На предварительном этапе проводится проверка того, включены ли технологии, которые планируется использовать в проектной деятельности, в список новых перспективных технологий, для которых отсутствуют механизмы государственной поддержки, или в список проектов распространённой практики;
2. Выявление альтернатив проектной деятельности (Этап 1);
3. Обоснование дополнительности проектной деятельности (Этап 2).

Прохождение предварительного этапа предусмотрено только в случае, если имеются официальные утвержденные списки новых перспективных технологий и проектов распространённой практики. Так как в Российской Федерации такие списки отсутствуют, предварительный этап подтверждения дополнительности не применим и не проводился.

### 2.4.1. Выявление альтернатив проектной деятельности

Основным результатом реализации проектной деятельности с точки зрения функциональных свойств является обеспечение всех потребителей Ковыктинского ГКМ электроэнергией. С этой точки зрения основными потенциальными альтернативами реализуемой проектной деятельности являются:

1. Обеспечение 100% потребности в электроэнергии за счет эксплуатации собственных объектов генерации на базе ГТУ;
2. Осуществление технологического подключения Ковыктинского ГКМ к Усть-Илимскому, Братскому и Нижнеилимскому энергорайонам одновременно с параллельной работой собственных объектов генерации на базе ГТУ.

Обе выявленные альтернативы соответствуют всем обязательным применимым законодательным и нормативным требованиям. Также не было выявлено ни одного барьера, который мог бы препятствовать как реализации проектного сценария, так и реализации альтернатив к данному сценарию. Следовательно, приведенные выше сценарии могут рассматриваться в качестве реальных альтернатив реализуемой проектной деятельности.

В подобных случаях, когда существует более одной достоверно возможной альтернативы проектной деятельности, согласно положениям Методологии реализации климатического проекта, с учетом принципа консервативности в качестве базового

сценария должен приниматься сценарий, который приводит к самым низким выбросам базовой линии. Среди приведенных выше сценариев таким, очевидно, является сценарий 2 – осуществление технологического подключения Ковыктинского ГКМ к энергосистеме Иркутской области одновременно с параллельной работой собственных объектов генерации на базе ГТУ. Помимо этого, на то, что данный сценарий является наиболее вероятным из предложенных альтернатив и должен, таким образом, быть выбран в качестве базового сценария, указывает тот факт, что уже в 2018 году ООО «Газпром добыча Иркутск» прорабатывало фактические варианты реализации второго сценария в рамках Технично-экономического обоснования схемы внешнего электроснабжения Ковыктинского ГКМ, том 0092.020.004.ТЭО.0004-ЭС(3) (далее – ТЭО). Среди изложенных в ТЭО вариантов реализации данного сценария к дальнейшему исполнению предлагался Вариант б(в), в котором предполагались следующие меры:

- Строительство инфраструктуры для осуществления технологического подключения Ковыктинского ГКМ к энергосистеме Иркутской области;
- Расширение одной существующей и дополнительное строительство двух новых электростанций собственных нужд, две из которых планировались в качестве резервного источника питания и одна на параллельную работу с энергосистемой Иркутской области.

Таким образом, с учетом положений Методологии реализации климатического проекта в качестве базового сценария был принят именно сценарий 2 – осуществление технологического подключения Ковыктинского ГКМ к Усть-Илимскому, Братскому и Нижнеилимскому энергорайонам одновременно с параллельной работой собственных объектов генерации на базе ГТУ, существовавших на ГКМ к моменту подключения к централизованной энергосистеме.

#### 2.4.2. Обоснование дополнительности проектной деятельности

На этапе выявления альтернатив проектной деятельности было установлено, что как для самой проектной деятельности, так и для всех существующих альтернатив к ней, не существует барьеров, которые бы препятствовали реализации этих сценариев. Таким образом, обоснование дополнительности осуществлялось методом экономического анализа.

В качестве репрезентативного экономического показателя была выбрана чистая приведенная стоимость (ЧПС) ввиду того, что этот показатель может наглядно в первом приближении показать относительную экономическую выгоду двух сценариев реализации проекта с учетом как операционных, так и капитальных затрат по сценариям.

В качестве основного источника информации о капитальных и операционных затратах по базовому и проектному сценариям было использовано ТЭО, в котором в качестве основы для оценки дополнительности был выбран Вариант 2. Данный вариант предполагает:

- Строительство ПС 220/110/10 кВ 2х63 МВА «Ковыкта» и всей сопутствующей инфраструктуры;
- Строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ от ОРУ 220кВ ПС 500кВ «Усть-Кут»;
- Расширение уже существующей ЭСН ОПР;
- Строительство ЭСН на УКПГ-2.

Таким образом, Вариант 2 является наиболее близким аналогом как проектного сценария, так и базового сценария за вычетом строительства ЭСН на УКПГ-2 и расширения существующей ЭСН ОПр. Именно поэтому в рамках оценки ЧПС в качестве исходных данных использовались операционные и капитальные затраты данного сценария за вычетом затрат на строительство и функционирование ЭСН УКПГ-2, а также капитальных затрат на расширение ЭСН ОПр. В проектной сценарии из операционных затрат также исключены затраты на функционирование ЭСН ОПр, т.к. в соответствии с данным сценарием эта ЭСН переводится в резерв.

Оценка операционных затрат на функционирование ЭСН была проведена по фактическим данным объектов-аналогов.

Результат оценки чистой приведенной стоимости по базовому и проектному сценариям в Таблице 7.

Таблица 7. Чистая приведенная стоимость (ЧПС) реализации мероприятий в базовом и проектном сценарии

Показатель	Базовый сценарий	Проектный сценарий
Чистая приведенная стоимость, млн руб.	-38 466,29	-40 643,19

Как видно из данных, приведенных в Таблице 5, ЧПС в проектной сценарии на 5,36% ниже, чем в базовом. Это показывает, что на горизонте периода кредитования (15 лет) реализация мероприятий проектного сценария будет стоить дороже, чем реализация базового сценария. Таким образом, очевидно, что проектный сценарий не может рассматриваться как самый экономически целесообразный сценарий обеспечения месторождения электроэнергией.

#### 2.4.3. Анализ чувствительности

В соответствии с положениями Руководства по дополнительности анализ чувствительности должен доказать, что выводы об экономической привлекательности альтернатив не зависят от колебаний основных предпосылок в разумных пределах.

С учетом того, что проект реализуется на промышленном объекте, соотношение покупная генерация/собственная генерация в рамках данного анализа принимается постоянным, т.к. доля собственной генерации является плановой величиной. В результате основной предпосылкой оценки дополнительности, которая может изменяться является цена кВт·ч покупной электроэнергии;

В рамках данной оценки диапазон изменения данной предпосылки принят от -10 до +10% по каждой из предпосылок с шагом в 2,5%.

Результаты анализа чувствительности приведены в Таблице 8.

Таблица 8. Результаты анализа чувствительности экономического показателя к колебаниям цены кВт·ч покупной электроэнергии

Отклонение цены кВт·ч, %	Значение экономического показателя, млн руб.	
	Базовый сценарий	Проектный сценарий
-10,0%	-37 021,25	-38 929,87
-7,5%	-37 382,51	-39 358,20
-5,0%	-37 743,77	-39 786,53

-2,5%	-38 105,03	-40 214,86
<b>0,0%</b>	<b>-38 466,29</b>	<b>-40 643,19</b>
2,5%	-38 827,54	-41 071,52
5,0%	-39 188,80	-41 499,84
7,5%	-39 550,06	-41 928,17
10,0%	-39 911,32	-42 356,50

## 2.5 Базовый сценарий

Определение базового сценария климатического проекта ООО «Газпром добыча Иркутск» было выполнено в соответствии с положениями Методологии реализации климатического проекта. В качестве базового сценария, как было указано выше, принимается сценарий комбинированного обеспечения Ковыктинского ГКМ электроэнергией за счет подключения к Усть-Илимскому, Братскому и Нижнеилимскому энергорайонам с параллельной работой электростанции собственных нужд.

Суть базового сценария заключается в технологическом подключении Ковыктинского ГКМ к Усть-Илимскому, Братскому и Нижнеилимскому энергорайонам (со строительством всей необходимой инфраструктуры) и продолжении генерации электроэнергии на ЭСН ОПР, введенной в эксплуатацию в 2017 году.

В соответствии с базовым сценарием, ввод в эксплуатацию технологических объектов Ковыктинского ГКМ предусматривался с 01.11.2022 по 29.12.2022 гг. с установки УКПГ-2. Расчетная электрическая нагрузка УКПГ-2 на указанный период составила бы 15,2 МВт с перспективным увеличением до 21,7 МВт к 2044 году. С 30.12.2023 г. планировалось осуществить технологическое присоединение Ковыктинского ГКМ к электрической сети 220 кВ ПАО «ФСК ЕЭС», ЭСН ОПР была бы переведена на параллельный режим работы с энергосистемой. При параллельной работе ЭСН с сетью в случае аварийного режима (отключение ВЛ 220 кВ «Усть-Кут – Ковыкта»), ЭСН переводилась бы в автономный режим работы.

Согласно ТЭО, в период с 10.09.2023 по 30.12.2023 гг. планировался ввод в эксплуатацию технологической установки УКПГ-3 с расчетной электрической нагрузкой 11,1 МВт и перспективным увеличением до 15,8 МВт к 2043 году. Для электроснабжения объектов обустройства месторождения при вводе в эксплуатацию УКПГ-3 было бы осуществлено технологическое присоединение Ковыктинского ГКМ (55,7 МВт) к Усть-Илимскому, Братскому и Нижнеилимскому энергорайонам со строительством и вводом в эксплуатацию с 10.09.2023 г. следующих электросетевых объектов:

- Расширение ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ «Усть-Кут» на 2 линейные ячейки 220 кВ;
- Строительство одной двухцепной ВЛ 220 кВ «ПС Усть-Кут – ПС Ковыкта»;
- Строительство ПС 220/110/10 кВ 2х63 МВА «Ковыкта» в районе Промбазы Нючакан;
- Строительство БКПС 110/10 кВ «УКПГ-3» 2х16 МВА и БКПС 110/10 кВ «УКПГ-2» 2х25 МВА;
- Строительство межплощадочных одноцепных ВЛ 110 кВ от ПС 220/110 кВ «Ковыкта» до площадок УКПГ-3 и УКПГ-2;
- Строительство двух одноцепных ВЛ 10 кВ (в габаритах 35 кВ) «ЭСН ОПР – БКПС «УКПГ-3».

В соответствии с базовым сценарием, с 30.10.2024 по 31.12.2024 гг. в эксплуатацию была бы введена технологическая установка УКПГ-4 (в проектном сценарии – УКПГ-45) с расчетной электрической нагрузкой 11,9 МВт и перспективным увеличением до 18,2 МВт к 2047 году. Электроснабжение объектов обустройства УКПГ-4 Ковыктинского ГКМ осуществлялось бы от энергосистемы Усть-Илимского, Братского и Нижнеилимского энергорайонов со строительством следующих электросетевых объектов:

- Строительство БКПС 110/10 кВ «УКПГ-4» 2х24 МВА;
- Строительство двух одноцепных ВЛ 110 кВ от ПС 220/110 кВ «Ковыкта» до площадки УКПГ-4.

Таким образом, в рамках базового сценария предполагалось строительство и ввод в эксплуатацию следующих электросетевых объектов:

- Расширение ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ «Усть-Кут» на 2 линейные ячейки 220 кВ;
- Строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ «ПС Усть-Кут – ПС Ковыкта»;
- Строительство ПС 220/110/10 кВ 2х63 МВА «Ковыкта» в районе Промбазы Нючакан;
- Строительство 3-х БКПС 110/10 кВ для электроснабжения технологических площадок УКПГ-2, УКПГ-3 и УКПГ-4;
- Строительство межплощадочных ВЛ 110 кВ от ПС «Ковыкта» до площадок УКПГ-2, УКПГ-3 и УКПГ-4;
- Строительство 2-х одноцепных ВЛ 10 кВ (в габаритах 35 кВ) «ЭСН ОПР – БКПС УКПГ-3».

### 3. Количественная оценка сокращений парниковых газов

#### 3.1 Базовая линия

С учетом того, что базовый сценарий предполагает лишь частичное удовлетворение потребностей Ковыктинского ГКМ за счет продолжения функционирования электростанции собственных нужд, количественная оценка выбросов CO<sub>2</sub> в базовом сценарии состоит из 2 частей и выполняется как в соответствии с требованиями, изложенными в разделе 3 (для объема выбросов CO<sub>2</sub>, связанного с генерацией на электростанции собственных нужд), так и в соответствии с требованиями, изложенными в разделе 7 (для объема выбросов CO<sub>2</sub>, связанного с генерацией электроэнергии, поступающей из проектной энергосистемы) Методологии реализации климатического проекта.

Для оценки выбросов CO<sub>2</sub>, образующихся при генерации электроэнергии на электростанции собственных нужд, использовалось Уравнение 1.

Уравнение 1

$$BE_y = EG_y \times EF_{bl,yр},$$

где:

- $BE_y$  — выбросы базовой линии, связанные с собственной генерацией, т CO<sub>2</sub>;
- $EG_y$  — количество электроэнергии, которое в базовом сценарии предполагалось генерировать на электростанциях собственных нужд, МВт·ч;
- $EF_{bl,yр}$  — коэффициент выбросов CO<sub>2</sub> при генерации электроэнергии на электростанциях собственных нужд, т CO<sub>2</sub>/МВт·ч.

Коэффициент выбросов ( $EF_{bl,yр}$ ) оценивался путем расчета коэффициента базовых выбросов ( $EF_{bl,ini}$ ) и его корректировки для каждого года периода кредитования с учетом остаточного ресурса мощности и срока службы существующего оборудования.

Коэффициент базовых выбросов ( $EF_{bl,ini}$ ) рассчитывался как средневзвешенные выбросы на единицу электроэнергии (т CO<sub>2</sub>/МВт·ч) всех генерирующих электростанций ранее изолированной энергосистемы (ЭСН ОПР) по Уравнению 2, при этом использовались статистические данные за последние три полных года до подключения к сети.

Уравнение 2

$$EF_{bl,ini} = \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,bl} \times COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,bl}},$$

где:

- $EF_{bl,ini}$  — коэффициент базовых выбросов изолированной энергосистемы на момент подключения к энергосети, т CO<sub>2</sub>/МВт·ч;
- $F_{i,j,bl}$  — количество топлива  $i$ , потребленного соответствующими энергетическими установками  $j$  за последние три года, тыс. м<sup>3</sup>;
- $COEF_{i,j}$  — коэффициент выбросов CO<sub>2</sub> от сжигания топлива типа  $i$ , используемого соответствующими энергетическими установками  $j$ , т CO<sub>2</sub>/тыс. м<sup>3</sup>;
- $GEN_{j,bl}$  — количество электроэнергии, поставленной в изолированную энергосистему энергоустановкой  $j$  за последние три года до начала реализации предлагаемого проекта, МВт·ч.

Принимая во внимание, что удвоенный средний остаточный срок службы объектов генерации при подключении ранее изолированной системы к проектной энергосистеме превышает общую продолжительность периода кредитования проекта, учет остаточного ресурса и сокращения срока службы оборудования осуществлялся по Уравнению 3 и Уравнению 4:

Уравнение 3

$$S_{yp} = S_{ini} - S_{ini} \times \frac{yp}{(2 \times LT_{avg})}$$

Уравнение 4

$$LT_{avg} = \frac{\sum_i S_{i,ini} \times LT_{i,ini}}{\sum_i S_{i,ini}}$$

где:

- $S_{yp}$  — мощность объектов генерации, которой в базовом сценарии располагала бы ранее изолированная система в проектном году  $yp$ , если бы оборудование в системе не было заменено в конце срока службы, МВт·ч;
- $S_{ini}$  — суммарная мощность объектов генерации в изолированной системе на момент подключения ее к энергосети, МВт·ч;
- $yp$  — количество лет с момента подключения изолированной сети к энергосети (проектный год), год;
- $LT_{avg}$  — средний остаточный срок службы оборудования, используемого в изолированной сети на момент подключения к энергосети, год;
- $S_{i,ini}$  — мощность объекта генерации  $i$  в изолированной системе на момент подключения ее к энергосети, МВт·ч;
- $LT_{i,ini}$  — остаточный срок службы оборудования объекта генерации  $i$ , используемого в изолированной сети на момент подключения к энергосети, год.

Окончательная корректировка коэффициента базовых выбросов для каждого года кредитного периода с учетом потенциального увеличения спроса на мощность ( $D_{yp}$ ) осуществляется в соответствии с Уравнением 5, Уравнением 6 или Уравнением 7 в зависимости от мощности объектов генерации в каждый год кредитного периода ( $S_{yp}$ ).

Уравнение 5

$$EF_{bl,yp} = EF_{bl,ini} \quad \text{при } S_{yp} > 0 \text{ и } S_{yp} > D_{yp}$$

Уравнение 6

$$EF_{bl,yp} = \frac{EF_{bl,ini} \times S_{yp} + EF_{BAT} \times (D_{yp} - S_{yp})}{D_{yp}}$$

при  $S_{yp} > 0$  и  $S_{yp} < D_{yp}$

Уравнение 7

$$EF_{bl,yp} = EF_{BAT} \quad \text{при } S_{yp} = 0$$

где:

- $EF_{bl,yp}$  — коэффициент выбросов  $CO_2$  при генерации электроэнергии на электростанциях собственных нужд, т  $CO_2$ /МВт·ч;



- $D_{ур}$  — потребность в мощности в рамках проектной деятельности для ранее изолированной энергосистемы в год *ур*, МВт;
- $EF_{ВАТ}$  — коэффициент выбросов CO<sub>2</sub> для наилучшей доступной технологии, аналогичной типу технологии, применяемой в ранее изолированной системе, т CO<sub>2</sub>/МВт·ч.

При этом с учетом того, что в случае реализации базового сценария:

- Потребность в электроэнергии лишь частично удовлетворялась бы за счет собственной генерации.

корректировка коэффициента базовых выбросов была осуществлена с учетом следующего допущения:

- За объем потребности в электроэнергии в рамках проектной деятельности в годы кредитного периода ( $D_{ур}$ ) принимался не весь объем потребности Ковыктинского ГКМ, а только тот объем, который планировалось генерировать на электростанциях собственных нужд;

Для оценки выбросов CO<sub>2</sub>, образующихся при генерации электроэнергии на электростанциях Братского, Усть-Илимского и Нижнеилимского энергорайонов использовались уравнения, методы и подходы, изложенные в разделе 3.2 настоящей документации.

Результаты количественной оценки выбросов CO<sub>2</sub> от реализации базового сценария приведены в Таблице 9.

Таблица 9. Результаты количественной оценки выбросов CO<sub>2</sub> базового сценария

Год	Выбросы CO <sub>2</sub> от собственной генерации, т CO <sub>2</sub>	Выбросы CO <sub>2</sub> от генерации закупленной электроэнергии, т CO <sub>2</sub>	Выбросы CO <sub>2</sub> от реализации базового сценария, т CO <sub>2</sub>
2024	56 693,7	2 895,7	59 589,4
2025	65 028,4	3 321,4	68 349,8
2026	87 369,2	4 462,4	91 831,6
2027	87 310,6	4 459,4	91 770,0
2028	87 310,6	4 459,4	91 770,0
2029	87 310,6	4 459,4	91 770,0
2030	87 046,0	4 459,4	91 505,4
2031	83 791,8	4 459,4	88 251,3
2032	80 537,7	4 459,4	84 997,1
2033	77 283,5	4 459,4	81 743,0
2034	74 029,4	4 459,4	78 488,8
2035	70 775,2	4 459,4	75 234,7
2036	67 521,1	4 459,4	71 980,5
2037	64 267,0	4 459,4	68 726,4
2038	61 012,8	4 459,4	65 472,2
<b>Итого</b>	<b>1 137 287,5</b>	<b>64 192,7</b>	<b>1 201 480,3</b>

### 3.2 Проектный сценарий

Количественная оценка выбросов проектного сценария осуществлялась с применением подходов и методов, приведенных в разделе 7 Методологии реализации климатического проекта.

В соответствии с проектным сценарием предполагается удовлетворение 100% потребности Ковыктинского ГКМ за счет подключения к энергосистеме Иркутской области, а именно – объектов генерации Братского, Усть-Илимского и Нижнеилимского энергорайонов.

Количественная оценка выбросов CO<sub>2</sub> от генерации электроэнергии на электростанциях энергорайонов, к которым подключается ранее изолированная система, осуществлялась по Уравнению 8.

Уравнение 8

$$PE_y = (EG_y \times EF_p) \times (TL + 1) + PE_{SF6,y},$$

где:

- $PE_y$  — выбросы от генерации электроэнергии в энергорайонах, к которым подключается ранее изолированная система, т CO<sub>2</sub>;
- $EG_y$  — количество электроэнергии, которое поставляет в ранее изолированную энергосистему проектная энергосистема в год  $y$ , МВт·ч;
- $EF_p$  — коэффициент выбросов CO<sub>2</sub> при генерации электроэнергии на объектах генерации энергорайонов, к которым подключается ранее изолированная система, т CO<sub>2</sub>/МВт·ч;
- $TL$  — потери при передаче и распределении электроэнергии, доля;
- $PE_{SF6,y}$  — выбросы гексафторида серы (SF<sub>6</sub>), используемого для электроизоляции в новом оборудовании передачи и распределения электроэнергии в рамках проектной деятельности в течение года  $y$ , т CO<sub>2</sub>-экв.

Специфика настоящего проекта заключается в том, что и в базовом, и в проектном сценарии подразумевается строительство одинакового объема инфраструктуры, включающей в себя оборудование для передачи и распределения электроэнергии, для подключения энергосистемы Ковыктинского ГКМ к энергосистеме Иркутской области. Таким образом, объем выбросов гексафторида серы, используемого для электроизоляции в оборудовании передачи и распределения электроэнергии, будет одинаковым что в базовом сценарии, что в проектном сценарии, и в дальнейшем, при оценке сокращения выбросов по проекту, разность этих двух величин будет равна нулю. По этой причине отдельной оценки выбросов гексафторида серы не проводилось.

Коэффициент выбросов CO<sub>2</sub> при генерации электроэнергии на объектах генерации энергорайонов, к которым подключается ранее изолированная система, рассчитывался как средневзвешенное значение коэффициента выбросов действующей генерации ( $EF_{OG,y}$ ) и коэффициента выбросов возможной генерации ( $EF_{PG,y}$ ) по Уравнению 9.

Уравнение 9

$$EF_p = W_{OG} \times EF_{OG,y} + W_{PG} \times EF_{PG,y},$$

где:

- $W_{OG}$  — весовой коэффициент для действующей генерации, доля;
- $EF_{OG,y}$  — коэффициент выбросов действующей генерации в год  $y$ , т CO<sub>2</sub>/МВт·ч;

- $W_{PG}$  — весовой коэффициент для возможной генерации, доля;  
 $EF_{PG,y}$  — коэффициент выбросов возможной генерации в год  $y$ , т  $CO_2$ /МВт·ч.

В соответствии с положениями Методологии реализации климатического проекта при условии подключения ранее изолированной энергосистемы к энергосистеме, в которой существует избыток производства электроэнергии и наличие резервов мощности на час прохождения максимума нагрузки энергосети, вес  $W_{PG}$  допускается принимать равным 0.

Энергосистема Иркутской области, к которой осуществляется подключение энергосистемы Ковыктинского ГКМ, соответствует вышеизложенным требованиям. По информации, приведенной в Схеме и программе развития электроэнергетики (СИПР) Иркутской области на 2023-2027 годы, утвержденной указом губернатора Иркутской области №71-уг от 28 апреля 2022 года, в энергосистеме Иркутской области:

- Зафиксировано наличие резервов мощности на момент прохождения максимума нагрузки на протяжении последних 5 лет. В 2021 году этот резерв составил 933 МВт при доле гидроэлектростанций в общем объеме выработки электроэнергии в 82,1%;
- Отмечается отрицательное сальдо перетоков электроэнергии. В 2021 этот показатель составил -5784,89 млн кВт·ч.

Таким образом, статистические данные свидетельствуют о наличии возможности обеспечения электроэнергией новых потребителей.

Помимо этого, на Усть-Илимской ГЭС до недавнего времени существовали ограничения выдачи располагаемой мощности в объеме 600 МВт по причине ограниченной пропускной способности существовавшей на тот момент сетевой инфраструктуры (т.н. «запертая» мощность), что подтверждается информацией из СИПР Иркутской области на 2017-2021 годы, утвержденной указом губернатора Иркутской области №257-уг от 17 октября 2016 года.

В течение 2021-2024 годов реализуется ряд проектов, направленных на модернизацию и расширение пропускной способности сетевой инфраструктуры региона, в результате которых появится возможность высвобождения «запертой» мощности Усть-Илимской ГЭС. В целевом назначении этих проектов, помимо прочего, указано, что в результате реализации данных проектов осуществляется технологическое подключение объектов ПАО «Газпром» (а именно – Ковыктинского ГКМ). К числу таких проектов относятся:

- Строительство ВЛ 500 кВ «Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут №3»;
- Реконструкция ВЛ 220 кВ «Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут №2» с переводом на напряжение 500 кВ;
- Реконструкция РУ 500 кВ Усть-Илимской ГЭС.

В соответствии с вышеизложенными фактами и положениями Методологии реализации климатического проекта, в рамках количественной оценки выбросов  $CO_2$  от проектного сценария весовой коэффициент для возможной генерации  $W_{PG}$  был принят равным 0. Весовой коэффициент для действующей генерации  $W_{OG}$ , соответственно, был принят равным 1.

Расчет коэффициента выбросов действующей генерации в год  $y$  осуществлялся методом оценки среднего коэффициента выбросов действующей генерации по

Уравнению 10, при этом использовались статистические данные за два из трех последних полных лет до подключения к сети (а именно – 2020 и 2021).

Уравнение 10

$$EF_{OG,y} = \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,bl} \times COEF_{ij}}{\sum_j GEN_{j,bl}},$$

где:

- $EF_{OG,y}$  — коэффициент выбросов действующей генерации в год  $y$ , т  $CO_2$ /МВт·ч;  
 $F_{i,j,bl}$  — количество топлива  $i$ , потребленного соответствующими энергетическими установками  $j$  за последние три года, тыс.  $m^3$ ;  
 $COEF_{ij}$  — коэффициент выбросов  $CO_2$  от сжигания топлива типа  $i$ , используемого соответствующими энергетическими установками  $j$ , т  $CO_2$ /тыс.  $m^3$ ;  
 $GEN_{j,bl}$  — количество электроэнергии, поставленной в энергосистему энергоустановкой  $j$  за последние три года до начала реализации предлагаемого проекта, МВт·ч.

Необходимые исходные данные для оценки публикуются в Схеме и программе развития (СИПР) электроэнергетики Иркутской области. Однако, Федеральным законом от 11 июня 2022 года № 174-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» и отдельные законодательные акты Российской Федерации» (далее – Федеральный закон № 174-ФЗ) предусмотрено изменение процедуры разработки документов перспективного планирования в электроэнергетике, а именно, из документов перспективного планирования, утверждаемых начиная с 1 января 2023 года, исключаются схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации, в части энергосистем, входящих в состав ЕЭС России. Показатели развития региональных энергосистем, входящих в состав ЕЭС России, теперь будут интегрированы в единый документ «Схема и программа развития электроэнергетических систем России» (далее – СИПР ЭЭС), утверждаемый Минэнерго России. В обосновывающих материалах по Иркутской области, приложенных к единому СИПР ЭЭС, не содержится того же объема статистических данных, который ранее содержался в обособленных СИПР региона.

С учетом того, что в энергосистеме Иркутской области с 2017 года отмечается непрерывный рост объема генерации на ГЭС и сохранение или снижение объема генерации на ТЭЦ, можно ожидать, что в 2022 году общая структура генерации изменилась бы лишь в сторону снижения углеродоемкости кВт·ч электроэнергии. С учетом принципа консервативности, в настоящем расчете было принято допущение об использовании усредненных данных за 2 года – 2020 и 2021, ввиду недоступности данных за 2022 год.

Подключение Ковыктинского ГКМ к энергосистеме осуществляется через ПС 500 кВ «Усть-Кут», которая, в свою очередь соединена с Усть-Илимской ГЭС через ВЛ 500 кВ «Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут» и с Братской ГЭС через ветку ВЛ 220 кВ. Таким образом, месторождение будет напрямую подключено к Усть-Илимскому (Усть-Илимская ГЭС, Усть-Илимская ТЭЦ), Братскому (Братская ГЭС, Иркутская ТЭЦ-6 и Иркутская ТЭЦ-7) и Нижнеилимскому (Иркутская ТЭЦ-16) энергорайонам. При этом выдача мощности Усть-Илимской ТЭЦ осуществляется на следующие подстанции:

- Подстанция Симахинская;

- Подстанция Межница;
- Подстанция Карапчанка;
- Подстанция Таежная.

Данные подстанции находятся на территории г. Усть-Илимск, выдают мощность потребителям города и физически не соединены высоковольтными линиями электропередач с ПС 500 кВ «Усть-Кут». Таким образом, Усть-Илимская ТЭЦ исключается из перечня объектов генерации при оценке коэффициента выбросов от генерации.

Общий перечень объектов генерации, включенных в оценку:

- Усть-Илимская ГЭС;
- Братская ГЭС;
- Иркутская ТЭЦ-6;
- Иркутская ТЭЦ-7;
- Иркутская ТЭЦ-16.

Результаты количественной оценки выбросов CO<sub>2</sub> от реализации проектного сценария приведены в Таблице 10.

Таблица 10. Результаты количественной оценки выбросов CO<sub>2</sub> проектного сценария

Год	Выбросы CO <sub>2</sub> от реализации проектного сценария,
	т CO <sub>2</sub>
2024	3 421,6
2025	3 924,6
2026	5 273,0
2027	5 269,4
2028	5 269,4
2029	5 269,4
2030	5 269,4
2031	5 269,4
2032	5 269,4
2033	5 269,4
2034	5 269,4
2035	5 269,4
2036	5 269,4
2037	5 269,4
2038	5 269,4
<b>Итого</b>	<b>75 852,5</b>

### 3.3 Утечки выбросов CO<sub>2</sub> от реализации проекта

Ключевым источником утечек выбросов CO<sub>2</sub> в рамках настоящего проекта является обустройство просек и прочие процессы обезлесения площадок для строительства высоковольтных линий электропередач и инфраструктуры.

В процессе реализации проекта обезлесению подверглись в общей сложности 2 569,24 га лесных земель. В эту площадь входят площадки под обустройство электросетевой инфраструктуры на территории Ковыктинского ГКМ и обустройство подъездных дорог общей площадью 10,14 га, а также площади просек, обустроенных для

строительства высоковольтной линии электропередач 220 кВ «Усть-Кут – Ковыкта» общей площадью 2 559,10 га.

Количественная оценка утечек выбросов CO<sub>2</sub> от реализации проекта осуществлялась по Уравнению 11.

Уравнение 11

$$L = A_{def} \times L_C,$$

где:

- $L$  — суммарный объем утечек выбросов CO<sub>2</sub>, т CO<sub>2</sub>;
- $A_{def}$  — площадь обезлесенных земель, га;
- $L_C$  — запас углерода на единицу площади, т CO<sub>2</sub>/га.

Запас углерода в вырубаемом древостое оценивался в соответствии с положениями и методами, приведенными в Методике количественного определения объема поглощений парниковых газов, утвержденной Приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 27 мая 2022 г. № 371, по Уравнению 12.

Уравнение 12

$$CP_{i,j} = V_{i,j} \times KP_{i,j} \times 3,67,$$

где:

- $CP_{i,j}$  — запас углерода в биомассе древостоев группы возраста  $i$  преобладающей породы  $j$ , т CO<sub>2</sub>/га;
- $V_{i,j}$  — объемный запас стволовой древесины насаждений группы возраста  $i$  преобладающей породы  $j$ , м<sup>3</sup>/га;
- $KP_{i,j}$  — конверсионный коэффициент для расчета запаса углерода в биомассе древостоев группы возраста  $i$  преобладающей породы  $j$ , т С/м<sup>3</sup>;
- 3,67 — соотношение молекулярных масс CO<sub>2</sub> и С.

Объемный запас стволовой древесины для площадки на территории Ковыктинского ГКМ определялся по данным Раздела 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» Проектной документации 2421-ООС1, Том 8.1. Для площади, обезлесенной под строительство высоковольтных линий электропередач, был оценен средний объем стволовой древесины на гектар по данным Лесного плана Иркутской области (утв. Указом губернатора Иркутской области №433-уг от 28 декабря 2023 года).

Источником данных по конверсионным коэффициентам для расчета запаса углерода в биомассе древостоев является Таблица 24.4 Методики количественного определения объема поглощений парниковых газов, утвержденной Приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 27 мая 2022 г. № 371.

Результат количественной оценки утечек CO<sub>2</sub> от обезлесения площадей под строительные работы составил 399 612,2 т CO<sub>2</sub> или в среднем 26 640,8 т CO<sub>2</sub> за каждый год кредитного периода.

### 3.4 Проектное сокращение выбросов CO<sub>2</sub>

Сокращение выбросов парниковых газов достигается за счет замены выработки электроэнергии электростанциями на ископаемом топливе в изолированной системе на электроэнергию, генерируемую на ВИЭ.

Сокращение выбросов оценивается как разность выбросов базового сценария, проектного сценария и утечек по Уравнению 13.

Уравнение 13

$$ER_y = BE_y - PE_y - L_y,$$

где:

- $ER_y$  — сокращение выбросов в год  $y$ , т CO<sub>2</sub>/год;
- $BE_y$  — базовые выбросы в год  $y$ , т CO<sub>2</sub>/год;
- $PE_y$  — выбросы по проекту в год  $y$ , т CO<sub>2</sub>/год;
- $L_y$  — утечки выбросов в год  $y$ , т CO<sub>2</sub>/год.

Результаты количественной оценки выбросов CO<sub>2</sub> от реализации проектного сценария приведены в Таблице 11.

Таблица 11. Результаты количественной оценки сокращения выбросов CO<sub>2</sub> от реализации проекта

Год	Базовые выбросы в год $y$ , т CO <sub>2</sub>	Выбросы по проекту в год $y$ , т CO <sub>2</sub>	Утечки выбросов в год $y$ , т CO <sub>2</sub>	Сокращение выбросов в год $y$ , т CO <sub>2</sub>
2024	59 589,4	3 421,6	26 640,8	29 526,9
2025	68 349,8	3 924,6	26 640,8	37 784,3
2026	91 831,6	5 273,0	26 640,8	59 917,8
2027	91 770,0	5 269,4	26 640,8	59 859,7
2028	91 770,0	5 269,4	26 640,8	59 859,7
2029	91 770,0	5 269,4	26 640,8	59 859,7
2030	91 505,4	5 269,4	26 640,8	59 595,2
2031	88 251,3	5 269,4	26 640,8	56 341,0
2032	84 997,1	5 269,4	26 640,8	53 086,9
2033	81 743,0	5 269,4	26 640,8	49 832,7
2034	78 488,8	5 269,4	26 640,8	46 578,6
2035	75 234,7	5 269,4	26 640,8	43 324,4
2036	71 980,5	5 269,4	26 640,8	40 070,3
2037	68 726,4	5 269,4	26 640,8	36 816,1
2038	65 472,2	5 269,4	26 640,8	33 562,0
<b>Итого</b>	<b>1 201 480,3</b>	<b>75 852,5</b>	<b>399 612,2</b>	<b>726 015,6</b>

## 4. Мониторинг

### 4.1 Перечень показателей для мониторинга

Основной целью мониторинга климатического проекта является контроль и регистрация установленных параметров для обеспечения соблюдения методологии проекта, а также точности и актуальности расчетов сокращения выбросов парниковых газов.

При выполнении климатического проекта, согласно принципам Методологии реализации климатического проекта, необходимо постоянно отслеживать важные параметры данных о результатах реализации проектной деятельности. В Таблице 12 ниже приведен перечень параметров, подлежащих мониторингу на протяжении периода реализации климатического проекта.

Таблица 12. Перечень показателей для мониторинга

№ п/п	Необходимые данные	Показатели
1	Данные (название):	$EG_y$
	Единица данных:	МВт·ч
	Описание:	Количество электроэнергии, поставляемое энергосетью в изолированную энергосистему.
	Источник данных:	Прямые измерения (результатов проектной деятельности), данные АСКУЭ или АСТУЭ, данные актов приема-передачи электроэнергии, счетов-фактур на оплату электроэнергии.
	Периодичность мониторинга:	Ежемесячно, консолидация ежегодно.
	Процедуры обеспечения и контроля качества:	Стандартные метрологические мероприятия поверки счетчиков.
	Комментарий:	Данные могут быть получены от производителей, диспетчерских центров или по результатам фактических измерений приборами учета.
	Назначение (цель) данных:	Количественная оценка фактических выбросов парниковых газов от реализации проектной деятельности в год $y$ по Уравнению 8 из пункта 3.2 настоящей документации.
2	Данные (название):	$EF_p$
	Единица данных:	т $CO_2$ /МВт·ч
	Описание:	Коэффициент выбросов $CO_2$ от производства электроэнергии сети.
	Источник данных:	Расчет на основании параметров 3, 4, 5 настоящей таблицы.
	Периодичность мониторинга:	Ежегодно.
	Процедуры обеспечения и контроля качества:	–
	Комментарий:	Расчетный показатель.



	Назначение (цель) данных:	Количественная оценка фактических выбросов парниковых газов от реализации проектной деятельности в год $y$ по Уравнению 8 из пункта 3.2 настоящей документации.
3	Данные (название):	$EF_{OG,y}$
	Единица данных:	т CO <sub>2</sub> /МВт·ч
	Описание:	Коэффициент выбросов CO <sub>2</sub> действующей генерации.
	Источник данных:	Расчет на основании параметров 4, 5 настоящей таблицы.
	Периодичность мониторинга:	Ежегодно.
	Процедуры обеспечения и контроля качества:	–
	Комментарий:	Расчетный показатель.
	Назначение (цель) данных:	Расчет коэффициента выбросов CO <sub>2</sub> от производства электроэнергии сети $EF_P$ за год $y$ по Уравнению 9 из пункта 3.2 настоящей документации.
4	Данные (название):	$F_{i,j,y}$
	Единица данных:	Единица массы/объема
	Описание:	Количество ископаемого топлива $i$ , потребленного каждой электростанцией $j$ в течение года $y$ .
	Источник данных:	Последние статистические данные, общедоступные официальные данные (местные).
	Периодичность мониторинга:	Ежегодно.
	Процедуры обеспечения и контроля качества:	Стандартные данные и официальная статистика используются для проверки местных данных.
	Комментарий:	Получены от производителей, диспетчерских центров, электроэнергетических агентств или из литературных источников.
	Назначение (цель) данных:	Расчет коэффициента выбросов CO <sub>2</sub> действующей генерации за год $y$ по Уравнению 10 из пункта 3.2 настоящей документации.
5	Данные (название):	$GEN_{i,j,y}$
	Единица данных:	МВт·ч
	Описание:	Производство электроэнергии каждой электростанцией $j$ в течение года $y$ .
	Источник данных:	Последние статистические данные, общедоступные официальные данные (местные).
	Периодичность мониторинга:	Ежегодно.
	Процедуры обеспечения и контроля качества:	Стандартные данные и официальная статистика используются для проверки местных данных.

	Комментарий:	Получены от производителей, диспетчерских центров, электроэнергетических агентств или литературных источников.
	Назначение (цель) данных:	Расчет коэффициента выбросов CO <sub>2</sub> действующей генерации за год у по Уравнению 10 из пункта 3.2 настоящей документации.
6	Данные (название):	<i>Название энергоустановки/электростанции</i>
	Единица данных:	–
	Описание:	Название энергоустановки/электростанции проектной энергосистемы.
	Источник данных:	Последние статистические данные (местные).
	Периодичность мониторинга:	Ежегодно.
	Процедуры обеспечения и контроля качества:	Общедоступные официальные данные.
	Комментарий:	Идентификационная информация о энергоустановке/электростанции (j), полученная от производителей, диспетчерских центров, электроэнергетических агентств или из литературных источников.
	Назначение (цель) данных:	Учет включенных в границы проекта энергоустановок. Расчет коэффициента выбросов CO <sub>2</sub> действующей генерации за год у по Уравнению 10 из пункта 3.2 настоящей документации.
7	Данные (название):	<i>Государственная политика</i>
	Единица данных:	–
	Описание:	Проверка и оценка финансовых и организационных мероприятий, которые могут помочь в реализации проекта.
	Источник данных:	Общедоступные официальные данные.
	Периодичность мониторинга:	При каждой верификации.
	Процедуры обеспечения и контроля качества:	–
	Комментарий:	На основе общедоступных официальных данных и/или литературных источников.
	Назначение (цель) данных:	Учет механизмов финансирования и/или организационных мероприятий, которые могут помочь преодолеть выявленные барьеры в течение периода кредитования.
8	Данные (название):	<i>FC<sub>диз. топливо, у</sub></i>
	Единица измерения показателя:	Тонна
	Описание:	Количество дизельного топлива,

		израсходованного в аварийных дизельных электростанциях при аварийном отключении подачи электроэнергии из энергосистемы Иркутской области.
	Источник данных:	Данные учета расхода топливно-энергетических ресурсов.
	Периодичность мониторинга:	Ежемесячно, консолидация ежегодно.
	Процедуры обеспечения и контроля качества:	Стандартные процедуры учета расхода топливно-энергетических ресурсов.
	Комментарий:	При возникновении ситуаций аварийного отключения подачи электроэнергии для поддержания функционирования потребителей месторождения предполагается генерация на аварийных дизельных электростанциях, что в свою очередь приведет к повышению выбросов по проектному сценарию.
	Назначение (цель) данных:	Количественная оценка фактических выбросов парниковых газов от реализации проектной деятельности в год $y$ в соответствии с положениями Приказа Минприроды России от 27.05.2022 N 371 «Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов».
9	Данные (название):	$FC_{\text{природный газ, } y}$
	Единица измерения показателя:	Тыс. м <sup>3</sup>
	Описание:	Количество природного газа, израсходованного на ЭСН ОПР при аварийном отключении подачи электроэнергии из энергосистемы Иркутской области.
	Источник данных:	Данные учета расхода топливно-энергетических ресурсов.
	Периодичность мониторинга:	Ежемесячно, консолидация ежегодно.
	Процедуры обеспечения и контроля качества:	Стандартные процедуры учета расхода топливно-энергетических ресурсов.
	Комментарий:	При возникновении ситуаций аварийного отключения подачи электроэнергии для поддержания функционирования потребителей месторождения предполагается генерация на аварийных дизельных электростанциях, что в свою очередь приведет к повышению выбросов по проектному сценарию.
	Назначение (цель) данных:	Количественная оценка фактических выбросов парниковых газов от

		реализации проектной деятельности в год у в соответствии с положениями Приказа Минприроды России от 27.05.2022 N 371 «Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов».
--	--	--

## 4.2 План мониторинга

Настоящий план мониторинга содержит указания по мониторингу и стандартным операционным процедурам для деятельности по климатическому проекту. Целью плана мониторинга является контроль и регистрация установленных параметров для обеспечения соблюдения определенной методологии проекта, а также точности и актуальности данных расчетов сокращения выбросов парниковых газов.

В течение периода реализации климатического проекта для подтверждения сведений о сокращении выбросов парниковых газов будет выполняться мониторинг первичных данных. Мониторинг в рамках проекта предусматривает измерение и количественную оценку параметров, приведенных в пункте 4.1 настоящей проектной документации. В качестве периода мониторинга рекомендуется использовать календарный год. Это обусловлено тем, что статистические данные, необходимые для расчета коэффициента выбросов CO<sub>2</sub> при генерации электроэнергии в энергосистеме Иркутской области собираются и публикуются именно за этот период времени.

Итоговым результатом мониторинга является консолидация информации (параметров, приведенных в Таблице 12 пункта 4.1 настоящей документации), необходимой для количественной оценки фактических выбросов CO<sub>2</sub> от реализации проектного сценария, а также непосредственно количественная оценка этих выбросов.

Консолидированная информация хранится в электронном виде во внутреннем серверном хранилище данных исполнителя проекта. В случае, если информация представлена в бумажном виде, она должна быть отсканирована и храниться в электронном виде во внутреннем серверном хранилище данных, а ее оригиналы должны храниться в архиве документации исполнителя проекта. Все данные необходимо сохранять в течение всего периода кредитования и дополнительно не менее двух лет после завершения последнего периода кредитования.

Количественная оценка фактических выбросов CO<sub>2</sub> от реализации проектного сценария должна выполняться в соответствии с положениями пункта 3.2 настоящей документации, а также раздела 7 Методологии реализации климатического проекта с поправкой на то, что вместо исторических данных о расходах топлива и отпуске электроэнергии объектами генерации энергосистемы Иркутской области (параметры 4 и 5 из Таблицы 12) за 3 года до подключения к ней Ковыктинского ГКМ, должны использоваться статистические данные за период мониторинга (по умолчанию – 1 календарный год). Количественная оценка сокращений выбросов парниковых газов должна выполняться с использованием электронных таблиц Excel (или иных аналогичных программных средств).

Выполняемые в рамках мониторинга мероприятия, включая измерение, оценку, подходы к проведению расчетов, соответствуют требованиям Методологии реализации

климатического проекта. Контрольные мероприятия в рамках мониторинга проводятся с установленной для каждого показателя периодичностью в зависимости от вида данных.

Все средства измерения расхода электрической энергии и иные измерительные приборы должны быть поверены и откалиброваны в соответствии с их техническими характеристиками или национальными стандартами (ГОСТ Р 8.596-2002). Информация о измерительных приборах и счетчиках, которые являются частью измерительного комплекса системы АСКУЭ, в том числе сертификаты калибровки приборов, входит в систему мониторинга климатического проекта и должна храниться в электронном виде во внутреннем серверном хранилище данных и в бумажном виде в архиве документации исполнителя проекта.

При выполнении мониторинга будет проводиться проверка и оценка новых финансовых и институциональных механизмов, которые могут помочь в реализации климатического проекта. При выявлении новых механизмов, они должны быть задокументированы, а их влияние на потенциальную реализацию проекта должно быть рассмотрено.

Исполнитель проекта несет общую ответственность за все операционные и управленческие мероприятия по реализации климатического проекта, мониторинга и контроля качества. В рамках реализации проекта будет сформирована команда по управлению климатическим проектом, в состав которой будут входить: менеджер климатического проекта, инженер климатического проекта, операторы подстанций. Менеджер климатического проекта по подключению изолированной энергосистемы Ковыктинского ГКМ к энергосистеме Иркутской области отвечает за организацию и выполнение деятельности, связанной с проектом: реализацию мониторинга, координацию сбора, обработки, архивирования необходимых данных и подготовки отчетных материалов по реализации проекта. Контроль измерений, координацию и наблюдение за работой операторов подстанций, непосредственно выполняющих измерение данных, выполняет инженер климатического проекта.

Ко всем членам команды по управлению климатическим проектом предъявляются следующие требования:

- Четкое понимание целей и задач проекта;
- Знание плана мониторинга;
- Способность оценивать документы, связанные с проектом, для их учета при выполнении мониторинга проекта;
- Способность анализировать данные мониторинга и документы, связанные с мониторингом.

План мониторинга климатического проекта включает процедуры обеспечения и контроля качества (ОК/КК) для обеспечения точности, прозрачности и согласованности результатов количественных оценок сокращения выбросов парниковых газов в разные периоды измерений. При реализации плана мониторинга будут применяться процедуры ОК/КК для минимизации ошибок при измерениях и анализе данных, а также для обеспечения документирования и последовательности при архивировании данных.

- 1) Сбор достоверных данных о выработке сетевых электростанций и иных необходимых показателях будет осуществляться непосредственно у администраторов энергосистемы Иркутской области или иных владельцев

официальных статистических данных. Полученные данные будут размещаться во внутреннем серверном хранилище исполнителя проекта. В случае получения данных на бумажных носителях, они должны быть отсканированы и храниться в электронном виде во внутреннем серверном хранилище и в бумажном виде в архиве документации исполнителя проекта.

- 2) Учет электроэнергии, поставляемой в энергосистему месторождения, осуществляется с помощью счетчиков электроэнергии, установленных на территории проектной деятельности. Методы и процедуры измерений, применяемые на подстанциях, соответствуют всем установленным на территории Российской Федерации законодательным и нормативным требованиям (ГОСТ Р 8.563-2009). Измерения будут проводиться с помощью откалиброванного измерительного оборудования в соответствии с отраслевыми стандартами, в том числе ГОСТ Р 8.596-2002.
- 3) Полученные в ходе измерений данные будут собираться и обрабатываться с использованием электронных таблиц Excel (или иных аналогичных программных средств). Данные, полученные на бумажных носителях, будут отсканированы для использования в электронных таблицах Excel (или иных аналогичных программных средствах) и для хранения и архивирования в электронном виде. Расчет коэффициентов выбросов и иных параметров выполняется в соответствии с требованиями и формулами, приведенными в Методологии реализации климатического проекта. Результаты расчетов представляются в форме электронных таблиц Excel (или иных аналогичных программных средств).
- 4) Все данные, включая результаты расчетов, сертификаты калибровки приборов, копии иных соответствующих данных, будут размещены для обеспечения быстрого доступа, хранения и архивирования в электронном виде во внутреннем серверном хранилище ООО «Газпром добыча Иркутск». Данные будут записываться в электронном виде в течение периода кредитования проекта и сохраняться не менее двух лет после окончания последнего периода кредитования. В случае, если данные представлены на бумажных носителях, они должны быть отсканированы и размещены в электронном виде на серверном хранилище данных и в бумажном виде в архиве документации ООО «Газпром добыча Иркутск».
- 5) При необходимости передачи информации между электронными серверными хранилищами необходимо использовать портативное запоминающее устройство (внешний жесткий диск, USB-флеш-накопитель); в качестве альтернативы допускается использование облачных хранилищ данных.

Хранение и архивирование данных позволит при необходимости проводить независимый анализ исходных данных в течение всего срока реализации проекта.

Данный план мониторинга соответствует требованию, согласно которому проектная деятельность должна иметь надежные и точные процедуры мониторинга, позволяющие оценить эффективность проекта и подтвердить сокращение выбросов парниковых газов.

## 5. Управление рисками

Для сохранения результатов проектной деятельности необходимо предусматривать и минимизировать возникновение рисков, угрожающих реализации проекта. В связи с этим, для учета возможных рисков, которые могут возникнуть на протяжении всего периода выполнения проекта и частично уничтожить накопленный положительный результат, в рамках реализации климатического проекта была разработана матрица наиболее вероятных рисков с результатами мер по их управлению. Данная матрица представлена в Таблице 13 ниже.

Таблица 13. Матрица вероятных рисков проектной деятельности

Этап реализации климатического проекта	Описание риска	Вероятность возникновения	Влияние на проект	Период влияния	Методы минимизации риска	Период выполнения мероприятий
Эксплуатация системы внешнего электроснабжения	Прямые удары молний и вторичные проявления молний	Средняя	Среднее	Весь период реализации климатического проекта	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Установка молниеотводов на безопасном расстоянии от защищаемых объектов;</li> <li>- Включение молниеотводов в общий контур заземления площадок;</li> <li>- Присоединение металлических корпусов всего оборудования и аппаратов к заземляющему устройству.</li> </ul>	Период реализации климатического проекта
	Занос высокого потенциала, искрообразования во взрывоопасных средах	Средняя	Среднее	Весь период реализации климатического проекта	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Выполнение искусственных заземляющих устройств;</li> <li>- Сооружение совмещенного заземляющего устройства для всех сооружений посредством объединения заземляющих устройств отдельных зданий и сооружений;</li> <li>- Применение системы уравнивания потенциалов в электроустановках.</li> </ul>	Период реализации климатического проекта
	Возникновение пожара	Низкая	Среднее	Весь период реализации климатического	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Применение сухих трансформаторов с литой изоляцией в</li> </ul>	Период реализации климатического проекта



Этап реализации климатического проекта	Описание риска	Вероятность возникновения	Влияние на проект	Период влияния	Методы минимизации риска	Период выполнения мероприятий
				проекта	<p>проектируемых трансформаторных подстанциях;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Использование огнестойких кабелей и кабелей с изоляцией, не распространяющей горение при групповой прокладке, с низким дымо- и газовыделением;</li> <li>- Установка автоматической пожарной сигнализации в помещениях с электрооборудованием;</li> <li>- Использование ДЭС, включающих в комплект поставки автоматическую установку газового пожаротушения;</li> <li>- Оснащение всех электропомещений первичными средствами пожаротушения.</li> </ul>	
	Прекращение подачи электроэнергии по ВЛ из энергосистемы Иркутской области	Низкая	Высокое	Весь период реализации климатического проекта	Обустройство дизельных электростанций на местах потребления электроэнергии.	Период реализации климатического проекта

**Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанции «Усть-Кут»  
напряжением 500 кВ и  
электростанций Восточной Сибири**

Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше и электростанций Восточной Сибири на 2021-2027 годы

