«УТВЕРЖДАЮ»

Генеральный директор

ОАО «СИБЭКО»

Пелипасов А.Н.

_____ 2012 г.

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

проекта совместного осуществления

«Строительство нового энергоблока на Новосибирской ТЭЦ 5»

в соответствии со статьей 6 Киотского протокола
к Рамочной конвенции ООН об изменении климата

Москва, 2012 г.

СОДЕРЖАНИЕ

А. Общее описание проекта

Б. Исходные условия

В. Сроки реализации проекта

Г. План мониторинга

Д. Оценка сокращений выбросов парниковых газов

Е. Оценка воздействия на окружающую среду

Ж. Комментарии заинтересованных лиц

Приложения

Приложение 1: Контактная информация об участниках проекта

Приложение 2: Информация об исходных условиях

Приложение 3: План мониторинга

РАЗДЕЛ А. Общее описание проекта

А.1. Наименование проекта:

Строительство нового энергоблока на Новосибирской ТЭЦ 5

Номер сектора: 1 - Энергетика (возобновляемые/невозобновляемые источники)
Версия ПДД: 01
Дата: 16.04.2012

А.2. Описание проекта:

Цели проекта:

- Повышение эффективности производства электроэнергии
- Улучшение экологических условий
- Сокращение выбросов парниковых газов

Задачи проекта:

- Внедрение турбоагрегата типа Т-180/210 130 и генератора ТГВ-200-2МУЗ.
- Внедрение котлоагрегата типа Еп-670-13,8-545
- Строительство градирни №3
- Строительство инженерной инфраструктуры

Ситуация до начала реализации проекта
До реализации проекта Новосибирская ТЭЦ 5 состояла из 5 энергоблоков и 2 градирен. Установленная электрическая мощность составляла 900 Мвт, установленная тепловая мощность составляла 2590 Гкал/ч.

Исходные условия
В отсутствие Проекта электроэнергия для покрытия нужд г. Новосибирска будет импортироваться из ОЭС Сибири. Потребность в электроэнергии будет покрываться с использованием существующих мощностей и/или при помощи вновь вводимых.

Снабжение тепловой энергией будет осуществляться за счет существующих и вновь вводимых мощностей ТЭЦ Новосибирска и районных угольных котельных.

Объем выбросов по исходным условиям составил бы **7 931 751 т CO_2 за 2008-2012 гг.**

Проект

Проектный сценарий заключается в установке на Новосибирской ТЭЦ-5 энергоблока №6 мощностью 180/210 МВт, который включает паровой пылеугольный котел типа ТПЕ-214 Таганрогского завода «Красный котельщик», турбоагрегат типа Т-180/210-130 ЛМЗ, генератор типа ТГВ-200-2 МУЗ Харьковского завода «Электротяжмаш» и полный комплект вспомогательного оборудования.

В проектном сценарии объем выбросов составил **6 533 683 т CO_2 за 2008-2012 гг.**
Реализация проекта приведет к сокращению **1 374 357 т CO_2 за период 2008-2012 гг.**

История проекта
В 1994 был выполнен пуск энергоблока №5 и начат монтаж энергоблока №6, но в связи с экономическим кризисом в стране работа была приостановлена.
В начале 2003 года, когда формировалась инвестиционная программа «Новосибирскэнерго», был рассмотрен проект по возобновлению монтажных и наладочных работ на 6-м энергоблоке станции. Была проведена оценка экономической эффективности возобновления проекта, результаты которой продемонстрировали экономическую непривлекательность данного проекта. В результате, было принято решение реализовать проект с учетом дополнительного углеродного финансирования. В июле 2004 года были завершены монтажные работы и пущена в эксплуатацию градирня № 3, без

которой шестой энергоблок не был бы эффективным. Градирня позволила снизить ограничения установленной мощности станции.
1 сентября 2004 года с пуском 6-го энергоблока установленная электрическая мощность Новосибирской ТЭЦ-5 составила 1080 МВт.

А.3. Участники проекта:

Сторона	**Участники проекта**	**Указать, желает ли Сторона получить статус участника проекта (Да/Нет)**
Сторона А Россия (Принимающая Сторона)	ОАО «Новосибирскэнерго»	Нет
Сторона Б	-	-

Открытое акционерное общество «Новосибирскэнерго» В феврале 1993 года на базе Новосибирского производственного объединения энергетики и электрификации образовано ОАО «Новосибирскэнерго». В 2006 году в соответствии с общероссийским планом реформирования электроэнергетики компанию разделили на генерирующую, собственно «Новосибирскэнерго», и сбытовую ОАО «Сибирьэнерго». Установленная мощность станций ОАО «Новосибирскэнерго» (на 1 января 2006 года) — 2 977 МВт. В состав генерирующих мощностей ОАО «Новосибирскэнерго» входит ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, ТЭЦ-5 и Барабинская ГРЭС.

С 1 июля 2011 года правприемником ОАО "Новосибирскэнерго" стало ОАО «СИБЭКО» — крупнейшее предприятие Сибири, занимающееся производством электрической и тепловой энергии. В состав генерирующих мощностей энергосистемы входят шесть тепловых электрических станций: ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, ТЭЦ-5 в Новосибирске и Барабинская ТЭЦ и Бийская ТЭЦ (ОАО "Бийскэнерго") г. Бийск.
Установленная электрическая мощность ОАО «СИБЭКО» составляет 3089 Мвт, установленная тепловая мощность – 7 897 Гкал/ч.

A.4. Техническое описание проекта:

A.4.1. Место нахождения проекта:

Проект реализуется на Новосибирской ТЭЦ-5, находящейся в Октябрьском районе города Новосибирска, Новосибирской области.

A.4.1.1. Принимающая Сторона:

Российская Федерация

Рисунок А.1. Россия на карте мира

A.4.1.2. Регион/Штат/Провинция и т.д.:

Новосибирская область расположена в центральной части Российской Федерации на юго-востоке Западно-Сибирской равнины.

Рисунок А.2. Новосибирская область на карте России

A.4.1.3. Город:

Город Новосибирск.

Рисунок А.3. Новосибирск на карте Новосибирской области

А.4.1.4. Детали места расположения, включая информацию , позволяющую идентифицировать проект:

Проект реализуется на производственной площади Новосибирской ТЭЦ-5 ОАО «Новосибирскэнерго»:
630126, ТЭЦ-5 располагается в Октябрьском районе г. Новосибирска, ул. Выборная, д. 201, 55°00′20″ с. ш. 83°03′38″ в. д.

Процедуры контроля качества/гарантии качества	Все измерения производятся калиброванными измерительными приборами в соответствии со стандартами в энергетической отрасли.
Другие комментарии	

Данные/Параметр 2	**$EC_{aux\ Unit\ №6}$**
Единица измерения	МВтч/год
Описание	Потребление электроэнергии на собственные нужды Блока №6 Новосибирской ТЭЦ.
Частота снятия данных	Ежегодно
Источник данных	Технические отчеты за период 2008-2011г., прогноз на 2012г.
Значение полученных данных	2008 год – 119 000 МВтч/год 2009 год – 113 000 МВтч/год 2010 год – 126 000 МВтч/год 2011 год - 101 000 МВтч/год 2012 год – 123 000 МВтч/год
Подтверждение выбора данных или описание методов измерения и процедур	Измеряется электросчетчиками
Процедуры контроля качества/гарантии качества	Все измерения производятся калиброванными измерительными приборами в соответствии со стандартами в энергетической отрасли.
Другие комментарии	

Данные/Параметр 3	**НО** $_{Unit\ №6}$
Единица измерения	тыс. Гкал
Описание	Отпуск тепловой энергии от Блока №6 Новосибирской ТЭЦ.
Частота снятия данных	Ежегодно
Источник данных	Технические отчеты за период 2008-2011г., прогноз на 2012г.
Значение полученных данных	2008 год –711 053 Гкал 2009год - 888 238 Гкал 2010 год –776 123 Гкал 2011 год –824 334 Гкал 2012 год –858 167 Гкал
Подтверждение выбора данных или описание методов измерения и процедур	Рассчитывается на основе измеряемых параметров. Все измеряемые данные с измерительных приборов автоматически поступают в систему АСКУТЭ.
Процедуры контроля качества/гарантии качества	Все расчеты проводятся на основе измеренных данных. Все измерения производятся калиброванными измерительными приборами в соответствии со стандартами в энергетической отрасли.
Другие комментарии	

Данные/Параметр 4	**EF_{grid}**
Единица измерения	$тCO_2$/МВт*ч
Описание	Коэффициент выбросов ПГ при производстве электроэнергии

	в ОЭС Сибири.
Частота снятия данных	Определяется один раз
Источник данных	Исследование, выполненное Lahmeyer International: "Динамика развития коэффициентов выбросов углерода при производстве электрической энергии в России" http://www.ebrd.com/downloads/sector/eecc/Baseline_Study_Russia.pdf (page 5.3, table 5.2); http://www.ebrd.com/downloads/sector/eecc/Validation_report_Russia.pdf
Значение полученных данных	2008 год – 1,003 т CO_2/МВтч 2009 год – 1,003 т CO_2/МВтч 2010 год – 1,006 т CO_2/МВтч 2011 год – 0,993 т CO_2/МВтч 2012год – 0,949 т CO_2/МВтч
Подтверждение выбора данных или описание методов измерения и процедур	Значения коэффициента выбросов оценены Lahmeyer International в соответствии с утвержденной методологией МЧР "Руководство для оценки фактора эмиссии при производстве электроэнергии в сети» (версия 02)
Процедуры контроля качества/гарантии качества	Исследование прошло процедуру валидации независимой экспертной компанией - TUV SUD.
Другие комментарии	

Данные/Параметр 5	$\eta_{coal\ boiler}$
Единица измерения	%
Описание	Коэффициент полезного действия угольного котла
Частота снятия данных	Определяется один раз
Источник данных	АМ 0058, версия 03.1
Значение полученных данных	85%
Подтверждение выбора данных или описание методов измерения и процедур	Значение взято из одобренной методологии для проектов МЧР. Данная величина соответствует КПД новых угольных котлов. Принята в соответствии с принципом консервативности.
Процедуры контроля качества/гарантии качества	Соответствует международным требованиям.
Другие комментарии	

Б.2. Описание того, как сокращаются антропогенные выбросы парниковых газов от источников, ниже уровня тех выбросов, которые имели бы место в отсутствие проекта:

Анализ, представленный в подразделе В.1. ясно демонстрирует, что предлагаемый проект не является исходными условиями.

Для обоснования дополнительности выбран специфический подход, применяемый для проектов СО.

С этой целью выбрано положение а) определенное в параграфе 2 приложения I к «Руководству по критериям построения исходных условий и мониторинга» (версия 03.1), т.е. представление прослеживаемой и прозрачной информации, показывающей, что исходные условия идентифицирована на основе консервативных допущений и что проектная деятельность не является частью идентифицированного сценария исходных условий и что проект приведет к сокращению антропогенных эмиссий от источников парниковых газов.

В данном разделе демонстрируется, что проект обеспечивает сокращения в выбросах от источников, которые являются дополнительными к выбросам, которые могли бы произойти в ином случае, с использованием следующего пошагового подхода:

- На первом шаге определяется и описывается применяемый подход для обоснования дополнительности.
- На втором шаге применяется выбранный подход.
- На третьем шаге обосновывается дополнительность.

В заключение предоставляются объяснения достигнутых сокращений выбросов парниковых газов.

Ниже приведено подробное изложение данного подхода.

Шаг 1. Указание и описание применяемого подхода для обоснования дополнительности.

Специфический подход ПСО основан на объяснении того, что проектная деятельность не могла бы произойти в любом случае вследствие наличия *финансового барьера,* и что данная деятельность не является *общей практикой.*

1. *Финансовый барьер*

Описание финансового барьера приводится с использованием инвестиционного анализа.

Инвестиционный анализ включает оценку экономической эффективности, результатом которой служит вывод о привлекательности проекта при его реализации без регистрации как проект СО.

Результатом инвестиционного анализа является количественное определение показателей экономической эффективности, таких как ЧДД, ВНД и дисконтированный срок окупаемости.

В рамках инвестиционного анализа проводится анализ чувствительности по таким переменным, как тариф на электроэнергию, цена природного газа и капитальные вложения.

Проект является дополнительным, если он экономически не привлекателен без продаж ЕСВ.

2. Анализ общей практики

Данный этап подкрепляет исследования, проведенные на предыдущем этапе анализом о степени распространенности технологии, используемой в данном Проекте и в данном регионе. Проект является дополнительным, если он не является общей практикой.

Шаг 2. Применение выбранного подхода

1. Инвестиционный анализ

Инвестиционный анализ проводится для альтернативного сценария 2 с целью доказательства дополнительности реализуемого проекта.

Для оценки финансовой привлекательности проекта определяются следующие показатели экономической эффективности :

- Дисконтированный срок окупаемости;
- Внутренняя норма доходности IRR;
- Чистый дисконтированный доход NPV.

Ниже представлены результаты инвестиционного анализа для проектного сценария, определённые на основании экономических и финансовых показателей, действовавших в 2002 году.

Таблица В.2.1 демонстрирует результаты анализа экономической эффективности альтернативного сценария 2.

Таблица В.2.1.Показатели экономической эффективности

Показатель	Ед.измерения	Значение по проектной деятельности без учета продаж ЕСВ
Инвестиции (без НДС)	млн. руб.	1 241
Средние годовые доходы	млн. руб/год	1 012
Средние годовые операционные расходы	млн. руб/год	971
Средняя годовая амортизация	млн. руб/год	40
Средний годовой доход от продаж ЕСВ	млн. руб/год	0
Дисконтированный период окупаемости	лет	Не окупается
Внутренняя норма доходности	%	9,5%
Чистый дисконтированный доход	млн.руб	- 460

Проведенный анализ ясно показывает, что финансовые показателей Проекта являются не привлекательны для его реализации.

2г. Анализ чувствительности

Инвестиции		+10%	-10%
		Альтернативный сценарий 2	
Дисконтированный срок окупаемости	лет	-	-
ЧДД	млн.руб	- 533	- 387
ВНД	%	8,58%	10,62%

Тарифы на электрическую энергию		+10%	-10%
		Альтернативный сценарий 2	
Дисконтированный срок окупаемости	лет	-	-
ЧДД	млн.руб	- 331	- 588
ВНД	%	15,22%	N/A

Тарифы на тепловую энергию		+10%	-10%
		Альтернативный сценарий 2	
Дисконтированный срок окупаемости	лет	-	-
ЧДД	млн.руб	- 428	- 491
ВНД	%	11,17%	7,56%

Цена на уголь		+10%	-10%
		Альтернативный сценарий 2	
Дисконтированный срок окупаемости	лет	-	-
ЧДД	млн.руб	- 514	- 406
ВНД	%	5,33%	12,41%

Анализ чувствительности показывает, что наибольшее влияние на показатели эффективности проекта оказывает изменение тарифов на электрическую энергию.

Этап 4. Анализ общей практики

В данном разделе приводится анализ того, насколько была распространена примененная в проекте технология в 2002 году.

Реализуемый проект впервые использует систему трехступенчатого сжигания топлива.

Котел энергоблока ст.№ 6 оснащен экспериментальной системой сжигания топлива: в топке котла созданы три зоны горения, поэтапно снижающие концентрацию вредных продуктов сгорания топлива.

Первая зона – основного горения, включающая основные горелки нижнего и верхнего ярусов. В первой зоне на уровне горелок нижнего яруса установлены воздушные сопла бокового дутья с организацией горизонтальной стадийности сжигания подаваемого топлива.

Вторая зона – восстановительная. В газовые сопла этой зоны подается природный газ и дымовые газы рециркуляции. При сжигании природного газа в зоне с недостатком кислорода образуются продукты неполного сгорания, взаимодействуя с которыми оксиды азота из первой зоны восстанавливаются до нейтрального молекулярного азота.

Третья зона – зона дожигания. В эту зону через сопла третичного дутья с высокой скоростью вводится горячий воздух для обеспечения хорошего перемешивания в топке и дожигания продуктов неполного сгорания из предыдущих зон.

Реализованная на блоке № 6 Новосибирской ТЭЦ-5 схема трехступенчатого сжигания с газовым восстановительным топливом обеспечивает достижение концентрации NOx в уходящих газах не выше 350 мг/нм3, что в 2–3 раза ниже, чем при обычном сжигании этих углей.

Проект также отличается уникальной разработанной и внедренной на энергоблоке АСУ ТП . Его уникальность заключается в следующем:

- впервые в России полномасштабным АСУ ТП оснащен энергоблок с котлоагрегатом, работающем на угле.
- автоматизацией охвачено не только теплотехническое, но и все электротехническое оборудование энергоблока, при этом в полном объеме выполняются все управляющие, информационные и сервисные функции, необходимые для безаварийной работы объекта во всех эксплуатационных режимах.
- интеграция в АСУТП энергоблока №6 множества других подсистем: локальную систему мониторинга микропроцессорных защит блока генератор-трансформатора, станцию мониторинга системы возбуждения генератора, микропроцессорные терминалы электрических защит распредустройств 6 кВ, подсистему пирометрического контроля факела в топке котла и т.д.
- по своим техническим возможностям и характеристикам внедренная на энергоблоке АСУ ТП превосходит ряд зарубежных аналогов, базируется на более современной микропроцессорной элементной базе и открытых международных стандартах, учитывает особенности российских промышленных объектов и полностью соответствует требованиям российских нормативных документов.

Вывод: Проведенный анализ показывает, что проект экономически не привлекателен без продаж ЕСВ. Анализ общей практики показывает, что Проект не является общей практикой. Таким образом, проектная деятельность является дополнительной.

Б.3. Описание того, как определение границ проекта применимо к данному проекту:

Границы Проекта включают в себя источники эмиссий парниковых газов, относящиеся к проектной деятельности.
Оценка эмиссий включает в себя парниковые газы, которые вносят значительный вклад в эмиссию парниковых газов (больше 1%).
Границы проекта включают в себя блок №6 Новосибирской ТЭЦ 5.

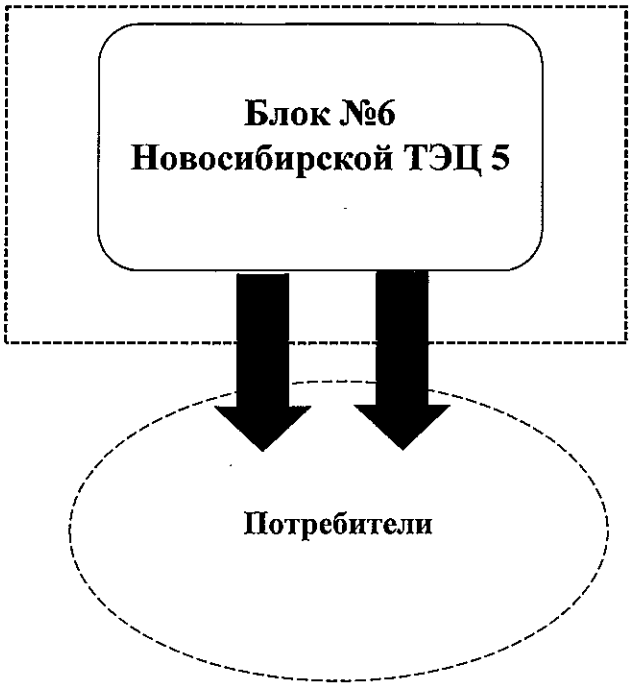
Источники выбросов по исходным условиям и проектному сценарию перечислены в таблицеБ.4.

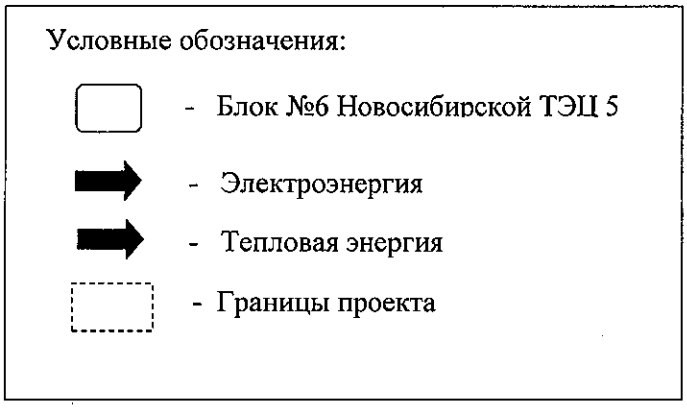
Таблица Б.3. Источники выбросов в рамках исходных условий и проектной деятельности

	Источник	Газ	Включен / не включен	Обоснование/объяснение
Исходные условия	Сжигание топлива для производства электроэнергии на электростанциях ОЭС Сибири	CO_2	Да	Основной источник выбросов
		CH_4	Нет	Выбросы очень не значительны В соответствии с IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, 2006, Volume 2, Chapter 2, Table 2.2 Фактор эмиссии для стационарного сжигания топлива в энергетике для CH_4 очень незначительный
		N_2O	Нет	Выбросы очень не значительны В соответствии с IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, 2006, Volume 2, Chapter 2, Table 2.2 Фактор эмиссии для стационарного сжигания топлива в энергетике для N_2O очень незначительный
Исходные условия	Сжигание топлива для производства тепловой энергии на электростанциях и котельных	CO_2	Да	Основной источник выбросов
		CH_4	Нет	Выбросы очень не значительны В соответствии с IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, 2006, Volume 2, Chapter 2, Table 2.2 Фактор эмиссии для стационарного сжигания топлива в энергетике для CH_4 очень незначительный
		N_2O	Нет	Выбросы очень не значительны В соответствии с IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, 2006, Volume 2, Chapter 2, Table 2.2 Фактор эмиссии для стационарного сжигания топлива в энергетике для N_2O очень незначительный
Проект	Потребление угля на Блоке №6 Новосибирской ТЭЦ	CO_2	Да	Основной источник выбросов
		CH_4	Нет	Выбросы очень не значительны В соответствии с IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, 2006, Volume 2, Chapter 2, Table 2.2 Фактор эмиссии для стационарного сжигания топлива в энергетике для CH_4 очень незначительный
		N_2O	Нет	Выбросы очень не значительны В соответствии с IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, 2006, Volume 2, Chapter 2, Table 2.2

				Фактор эмиссии для стационарного сжигания топлива в энергетике для N_2O очень незначительный

Диаграмма Б 3.1. Границы проекта





Б.4. Прочая информация об исходных условиях:

Дата определения исходных условий: 16/04/2012

Разработчик исходных условий – ЗАО «Национальная организация поддержки проектов поглощения углерода» (НОППУ, Москва)

Контактные лица:
Байдакова Евгения
Ведущий специалист Департамента развития проектов;
Тел. 8 499 788 78 35 доб. 104
Факс 8 499 788 78 35 доб.. 107
E-mail: BaydakovaEV@ncsf.ru

ЗАО «Национальная организация поддержки проектов поглощения углерода» не является участником данного проекта.

РАЗДЕЛ B. Сроки реализации проекта

B.1. Начало реализации проекта:

01.09.2004

B.2. Ожидаемый срок эксплуатации проекта:

25 лет или 300 месяцев: 01.09.2004 – 31.08.2029

B.3. Продолжительность кредитного периода:

Кредитный период в соответствии с бюджетным периодом Киотского протокола:
5 лет или 60 месяцев 01.01.2008 - 31.12.2012 гг.

РАЗДЕЛ Г. План мониторинга

Г.1. Описание выбранного плана мониторинга:

1. Определение и описание подхода по мониторингу

План мониторинга данного проекта составлен в соответствии с собственным подходом, основанном на положениях:

- Руководство для реализации статьи 6 Киотского протокола (Приложение Б. Критерии определения исходных условий и мониторинга[1]
- Руководство по критериям для определения исходных условий и мониторинга. Версия 02 (часть Д. Руководство по мониторингу)[2].

В соответствии с Руководством для разработчиков СО-ПДД[3] в разделе Д необходимо детально рассмотреть и четко отметить данные и коэффициенты, которые:

1. не измеряются во время кредитного периода, значение детерминируется только один раз и используется в течение всего кредитного периода. Доступны на стадии детерминации ПДД;
2. не измеряются во время кредитного периода, значение детерминируется только один раз и используется в течение всего кредитного периода. Недоступны на стадии детерминации ПДД;
3. измеряются во время кредитного периода.

2. Применение выбранного подхода

План мониторинга охватывает энергопотоки, связанные с блоком №6 – потребление топлива, производство электрической и тепловой энергии.

Для определения объема сокращений выбросов парниковых газов в проектном сценарии необходима информация о количестве потребленного угля на блоке №6 Новосибирской ТЭЦ , для исходных условий - объем производства тепловой и электрической энергии.

Для целей мониторинга будет производиться измерение и расчет следующих данных:

1. не измеряются во время кредитного периода, детерминируются только один раз и используется в течение всего кредитного периода, доступны на стадии детерминации ПДД:
   - Коэффициент эмиссий парниковых газов от региональной энергосистемы
   - КПД районных угольных котельных
   - Коэффициент выбросов от сжигания топлива

1 http://unfccc.int/resource/docs/2005/cmp1/eng/08a02.pdf#page=2
2 http://ji.unfccc.int/Sup_Committee/Meetings/index.html
3 Руководство для пользователей формы ПДД ПСО. Версия 04

2. не измеряются во время кредитного периода, значение детерминируется только один раз и используется в течение всего кредитного периода. Недоступны на стадии детерминации ПДД:

   - Таких данных нет

3. измеряются во время кредитного периода
   - Потребление угля блоком №6 Новосибирской ТЭЦ 5;
   - ТНЗ угля;
   - Отпуск тепловой энергии блоком №6 Новосибирской ТЭЦ 5.
   - Выработка электроэнергии блоком №6 Новосибирской ТЭЦ 5.
   - Потребление электроэнергии на собственные нужды блоком №6 Новосибирской ТЭЦ 5.

Схема Г.1-1: Точки мониторинга

М-1 - Точки мониторинга

Из двух опций для описания плана мониторинга была выбрана Опция 1.

Г.1.1. Опция 1 – Мониторинг выбросов по проектному сценарию и по исходным условиям:

Г.1.1.1. Собранные данные для контроля выбросов по проекту и порядок хранения этих данных:

Идентификационный номер (Пожалуйста, используйте номера с целью облегчения использования перекрестных ссылок с D.2.)	Переменные данные	Источник данных	Единица измерения	Измеренн. (и), подсчитан. (п), оцененн. (о)	Частота проведения записей	Часть данных, подлежащих мониторингу	Способ хранения (электронн./ бумажн.)	Комментарии
измеряются в течение кредитного периода								
М-1	**FC** $_{Unit\ №6}$ Количество потребляемого топлива Блоком №6	Конвейерные весы типа «Курс-2Z-8»,	т	и	Ежемесячно	100%	Электронный /бумажный	Макет 15506
М-2	**NCV**$_{Coal}$ Калорийность угля,	Протоколы хим.лаборатории	Ккал/т	и	Ежемесячно	100%	Бумажный/электронный	Сводная форма М-7т
не измеряются во время кредитного периода, детерминируются один раз, доступны на стадии детерминации ПДД								
	EF $_{CO2,\ coal}$ Коэффициент выбросов CO2 для угля	Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК, 2006	кгCO2/ТДж	о	Один раз, во время детерминации		Бумажный/электронный	94 600 кг CO_2/ТДж

Г.1.1.2. Описание формул, используемых для оценки выбросов, предусмотренных проектом (для каждого газа, источника и т.п.; в единицах CO_2 эквивалента):

$$PE_y = PE_{fuel,y} = FC_{Unit\ №6} * NCV_{Coal} * 4{,}1868 * 10^{-6} * EF_{CO2,\ Coal}$$ **(формула Г.1-1)**

где:

PE_y - выбросы парниковых газов по проекту, т CO2-экв

$PE_{fuel,y}$ - выбросы парниковых газов от потребления топлива по проекту, т CO2-экв
$FC_{Unit №6}$ - потребление топлива, т/год
$EF_{CO2, Coal}$ - коэффициент выбросов CO_2 для угля, равен 94,6 т CO2/ТДж
NCV_{Coal} - калорийность угля , ккал/т .Для перевода в ТДж используется коэффициент $4,1868*10^{9}$
$4,1868*10^{-6}$ - коэффициент перевода из Ккал в ТДж

Г1.1.3. Данные, необходимые для определения уровня антропогенных выбросов парниковых газов по исходным условиям от источников в рамках проекта, порядок сбора и хранения этих данных:								
Идентификаци-онный номер (Пожалуйста, используйте номера с целью облегчения использования перекрестных ссылок с D.2.)	Переменные данные	Источник данных	Единица измерения	Измеренн. (и), подсчитан. (п), оцененн. (о)	Частота проведения записей	Часть данных, подлежащих мониторингу	Способ хранения (электронн./ бумажн.)	Комментарии
Измеряются в течение кредитного периода								
М-3	**EG_{Unit6}** Выработка электроэнергии на Блоке №6	Отчет из АИИС КУЭ	МВтч/мес	(и)	Постоянно	100%	Электронный	Макет 15506
М-4	**$EC_{aux\ Unit№6}$** Потребление электроэнергии на собственные нужды на Блоке №6	Отчет из АИИС КУЭ	МВтч/мес	(и)	Постоянно	100%	Электронный	Макет 15506
М5	**$HO_{Unit №6}$** Отпуск тепловой энергии от Блока №6	Отчет из АСКУТЭ	Гкал	(и)	Постоянно	100%	Электронный	Макет 15506
не измеряются во время кредитного периода, детерминируются один раз, доступны на стадии детерминации ПДД								

	$\eta_{coal\ boiler}$ КПД угольного котла	АМ 0058, версия 03.1, Таблица 2, данные для нового угольного котла	%	(о)	Один раз	100%	Бумажный/электронный	85%
	EF_{grid} Коэффициент выбросов ПГ при производстве электроэнергии в ОЭС Сибири	Исследование, выполненное Lahmeyer International: "Динамика развития коэффициентов выбросов углерода при производстве электрической энергии в России" http://www.ebrd.com/downloads/sector/eecc/Baseline_Study_Russia.pdf (стр 5.3, таблица 5.1); http://www.ebrd.com/downloads/sector/eecc/Validation_report_Russia.pdf	$тCO_2/МВтч$	(о)	Один раз	100%	Бумажный/электронный	2008-1,003; 2009-1,003; 2010-1,006; 2011-0,993; 2012-0,949.

Г.1.1.4. Описание формул, используемых для оценки выбросов в исходных условиях (для каждого газа, источника и т.п.; в тоннах CO_2 эквивалента):

$$BE_y = BE_{el} + BE_{heat}$$ **(формула Г.1-2)**

BE_{el} – выбросы от производства электроэнергии в ОЭС Сибири по сценарию исходных условий ,т CO_2;
BE_{heat} – выбросы от производства тепловой энергии по сценарию исходных условий, т CO_2

$BE_{el} = EO_{el} * EF_{grid}$, **(формула Г.1-3)**

где:
EF_{grid} – коэффициент выбросов ПГ при производстве электроэнергии в ОЭС Сибири, т.CO_2/МВтч;
EO_{el} – отпуск электроэнергии от Блока №6 на Новосибирской ТЭЦ, МВтч;

$EO_{el} = EG_{Unit\ №6} - EC_{aux\ Unit\ №6}$ **(формула Г.1-4)**

где:
$EG_{Unit\ №6}$ - выработка электроэнергии на Блоке №6 Новосибирской ТЭЦ, МВтч;
$EC_{aux\ Unit\ №6}$ – потребление электроэнергии на собственные нужды Блока №6 Новосибирской ТЭЦ, МВтч

$BE_{heat} = (HO_{CCGT} * 4.1868*10^{-6} * EF_{coal}) / \eta_{coal\ boiler}$ **(формула Г.1-5)**

где:
$HO_{Unit\ №6}$ –отпуск тепловой энергии от Блока №6 согласно проекту, тыс. Гкал.
EF_{Coal} – коэффициент выбросов CO2 для угля, тCO2/ТДж.
$\eta_{coal\ boiler}$ – КПД угольного котла, %.
$4.1868*10^{-6}$ – коэффициент перевода из Гкал в ТДж

Г.1.2. Опция 2 – Прямой мониторинг сокращений выбросов по проекту (значения должны согласовываться с данными из раздела Е):

Данная опция не применялась, т.к. была использована опция 1: мониторинг выбросов по проектному сценарию и сценарию исходных условий.

Г.1.3. Порядок проведения учета утечек в плане мониторинга:

Под утечками в данном проекте принимаются выбросы CH_4 связанные с добычей, обработкой, транспортировкой и распределением угля и других видов топлива. Потребление топлива по исходным условиям выше, чем при реализации проекта, поэтому утечки по исходным условиям выше утечек по проекту. Таким образом, следуя принципу консервативности, утечки принимаются равными нулю.

Г.1.3.1. Там, где применимо, пожалуйста, опишите данные и род информации, которые будут собираться для осуществления мониторинга эффекта утечек по проекту:

Идентификационный номер *(Пожалуйста, используйте номера с целью*	Переменные данные	Источник данных	Единица измерения	Измеренный (и), подсчитанный (п), оцененный (о)	Частота проведения регистрационных записей	Часть данных, подлежащих мониторингу	Способ хранения (электронный/ на бумажном носителе)	Комментарии

облегчения использования перекрестных ссылок с D.2)								

Г.1.3.2. Описание формул, используемых для оценки утечек (для каждого газа, источника и т.п.; в единицах CO_2 эквивалента):

Г.1.4. Описание формул, используемых для оценки сокращения выбросов, предусмотренных в проекте (для каждого газа, источника и т.п.; выбросы/сокращения выбросов в единицах CO_2 эквивалента):

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE$$

Г.1.5. Информация о сборе и учете данных о воздействии проекта на окружающую среду в соответствии с процедурами по требованию принимающей стороны (там, где применимо):

В соответствии с законодательством в области охраны окружающей среды, предприятие должно контролировать выбросы загрязняющих веществ, сбросы сточных вод, организовать и обеспечивать управление отходами производства и потребления, предоставлять установленную отчетность в уполномоченные государственные органы (Федеральная служба по надзору в сфере природопользования). На Новосибирской ТЭЦ 5 работа по охране окружающей среды организована отделом охраны окружающей среды (ООС) под руководством начальника ПТУ Технической дирекции ОАО «СИБЭКО». Ежегодно разрабатываются и реализуются природоохранные мероприятия, включающий производственный экологический контроль. Отдел ООС в установленные сроки готовит и представляет уполномоченным государственным органам официальные статистические отчеты и формы, в том числе:

- 2-ТП (воздух) - данные по охране воздушной среды, в том числе информация о количестве уловленных и нейтрализованных загрязняющих веществ, подробная информация о выбросах конкретных загрязняющих веществ, количество источников выбросов, меры по сокращению выбросов в атмосферу и выбросы от отдельных групп источников загрязнения;
- 2-ТП (водхоз) - данные по использованию воды, в том числе информация о потреблении воды из природных источников, сбросах сточных вод и содержания загрязняющих веществ в воде, емкость воды и т.д. очистных сооружений;
- 4-ОС - данные о затратах на природоохранные мероприятия и экологические платежи;
- 2-ТП (отходы) - данные об образовании, использовании, обезвреживании, транспортировке и размещении отходов производства и потребления, включая годовой баланс отходов отдельно по их типам и классам опасности.

Г.2. Процедуры контроля качества и гарантии качества, предпринятые для мониторинга данных:

Данные *(укажите таблицу и ID)*	Степень неопределенности данных (высокая / средняя / низкая)	Объясните планируемые процедуры контроля качества/гарантии качества для этих данных, или почему в их проведении нет необходимости

М-1 (таблица D1.1.1)	Низкая	Измеряется конвейерными весами типа «Курс-2Z-8». Поверка проводится поверителем ФБУ «Государственного центра стандартизации, метрологии и испытаний в Новосибирской области» согласно ГОСТ 8.005-2002. Погрешность – 0,5%.
М-2 (таблица D1.1.1.)	Низкая	Измеряется в в топливной экспресс-лаборатории цеха топливоподачи калориметром типа LECO AC 500. Поверка производится ежегодно, специалистом Федерального бюджетного учреждения «Государственного центра стандартизации, метрологии и испытаний в Новосибирской области» в соответствии с Методикой Поверки МП 2414-0039-2009.. Погрешность – 0,05%.
М-3, М-4 (таблица D1.1.3.)	Низкая	Измеряется электросчетчиками, которые входят в АИИС КУЭ. Межповерочный интервал – 120 мес.
М-5 (таблица D1.1.3.)	Низкая	Рассчитывается автоматической системой АСКУТЭ на основе измеряемых параметров, получаемых с измерительных приборов, входящих в состав АСКУТЭ Межповерочный интервал– 24 мес.

Обеспечение процедур контроля и качества вышеуказанных параметров гарантируются выполнением требований Федерального закона 26.6.2008 N 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»;

Г.3. Пожалуйста, опишите операционную и управленческую структуру, которую исполнители проекта будут применять при реализации плана мониторинга:

Операционная структура Проекта связана с существующей на предприятии схемой сбора, передачи и хранения данных. Все данные, необходимые для детерминации, будут храниться до истечения двух лет после последней передачи ЕСВ по проекту. Составление отчетов о потреблении топлива, производстве пара - обязанность ПТО Новосибирской ТЭЦ 5.

При реализации плана мониторинга для составления верификационных отчетов будет применяться схема, представленная на рис. Г.3.

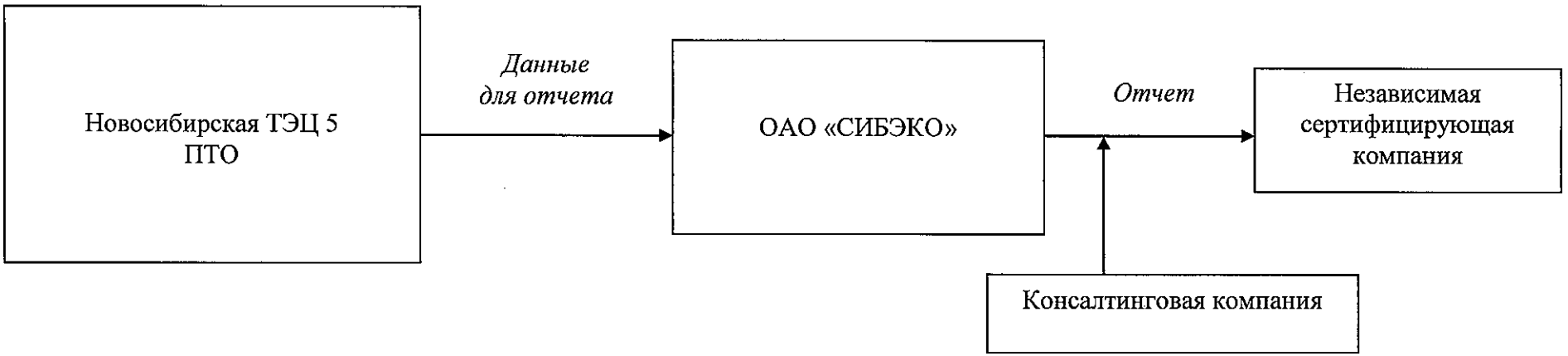


Рис. Г.3. Операционно-управленческая схема Проекта

Для реализации проектной деятельности и осуществления операционной деятельности по Проекту необходимо дополнительно привлечь 17 человек рабочего персонала, а также провести дополнительное обучение. Данная деятельность предусмотрена по договору с генеральным подрядчиком.

Таблица Г.3-1 Сбор данных

Показатель	**Процедура сбора данных**
Выработка электроэнергии на блоке №6 Новосибирской ТЭЦ 5	Данные с электросчетчиков автоматически поступают в систему АИИС КУЭ, ежемесячно ведущий инженер ПТО выгружает данные из АСКУЭ для внесения их в технический отчет.
Потребление электроэнергии на собственные нужды на блоке №6 Новосибирской ТЭЦ 5	
Отпуск тепловой энергии от блока №6 Новосибирской ТЭЦ 5	Данные приборов измерения поступают в систему АСКУТЭ, в которой автоматически происходит расчет отпуска тепловой энергии. Ежемесячно ведущий инженер ПТО выгружает данные из АСКУТЭ для внесения их в технический отчет
Потребление угля на блоке №6 Новосибирской ТЭЦ 5	Специалист 2 категории цеха топливоподачи (ЦТП) заносит данные с контейнерных весов в форму М-7. Ежемесячно инженер-претензионист ЦТП составляет месячную форму М-7. Ежемесячно ведущий инженер ПТО переносит данные из формы М-7 в технический отчет.
ТНЗ угля	Техник-лаборант передает данные по анализу топлива специалисту II категории, который вносит показатели в «Таблицу сопоставления измерений и расчета массы топлива поданного на технологические нужды ТЭЦ» и отправляет эл.почтой в ПТО ТЭЦ. Ежемесячно ведущий инженер вносит данные в технический отчет

Г.4. Названия физических/юридических лиц, разработавших план мониторинга::

Разработчик плана мониторинга: ЗАО «Национальная организация поддержки проектов поглощения углерода» (НОППУ, Москва);

Контактные лица

Евгения Байдакова - Ведущий специалист Департамента развития проектов;
Тел. 8 499 788 78 35 доб. 104
Факс 8 499 788 78 35 доб.. 107
E-mail: BaydakovaEV@ncsf.ru

ЗАО «Национальная организация поддержки проектов поглощения углерода» не является участником данного проекта.

РАЗДЕЛ Д. Оценка сокращения выбросов парниковых газов

Д.1. Оценка выбросов проекта:

Выбросы парниковых газов по проекту – это выбросы от потребления угля.

Таблица Д 1.1

№ линии	Наименование	Ед.изм.	Года				
			2008	2009	2010	2011	2012
1	Потребление топлива на блоке №6 Новосибирской ТЭЦ 5	Т.у.т	473 462	437 223	514 192	428 137	503 397
2	Фактор эмиссии для угля	тСО2/Т Дж	94,6				
3	Выбросы по проекту	тСО2	1 312 780	1 212 300	1 425 712	1 187 010	1 395 668

$[3] = [1] * [2] * 7000 * 4{,}1868 * 10^{-6}$

Д.2. Оценка утечек:

Таблица Д.2.1

	2008	2009	2010	2011	2012
$тСО_2$	0	0	0	0	0

Д.3. Сумма Д.1. и Д.2.:

Таблица Д.3.1

Год	Ожидаемые выбросы ПГ по проекту, т СО2 экв.	Ожидаемый эффект «утечки», т СО2 экв.	Ожидаемые выбросы ПГ по проекту, т СО2 экв.
2008	1 312 672	0	1 312 672
2009	1 212 201	0	1 212 201
2010	1 425 596	0	1 425 596
2011	1 187 010	0	1 187 010
2012	1 395 668	0	1 395 668
Всего за 2008-2012гг.	6 533 148	0	6 533 148

Д.4. Оценка выбросов в соответствии с исходными условиями:

Эмиссии по исходным условиям определены в соответствии с формулами, которые представлены в Секции D 1.1.4.

Таблица Д.4.1

Таблица Д.4.1

№ линии	Наименование	Ед.изм.	Года				
			2008	2009	2010	2011	2012
1	Отпуск ЭЭ от блока №6 Новосибирской ТЭЦ 5	МВтч	1 243 414	1 118 462	1 346 728	1 063 990	1 302 783
2	Отпуск ТЭ от блока №6 Новосибирской ТЭЦ 5	Гкал	711 053	888 238	776 123	824 334	858 167
3	Фактор эмиссии для ОЭС Сибири	$тCO_2$/МВтч	1,003	1,003	1,006	0,993	0,949
4	КПД котла	%	85				
5	Фактор эмиссии для угля	$тCO_2$/ТДж	94,6				
6	Выбросы по исходным условиям	$тCO_2$	**1 578 471**	**1 535 706**	**1 716 455**	**1 440 654**	**1 636 218**

$[6] = [1] * [3] + ([2] * [5] * 4{,}1868*10^{-3} / [4])$

Детальный расчет представлен в расчетных таблица в формате excel.

Д.5. Разность Д.4. и Д.3., определяющая сокращение выбросов по проекту:

Таблица Д.5.1

	2008	2009	2010	2011	2012
$тCO_2$	265 799	323 505	290 860	253 643	240 549
Итого (2008-2012)	1 374 357				

Д.6. Таблица, отражающая значения, получившиеся в результате применения вышеуказанных формул:

Таблица Д.6.1

Год	**Оценка Проектных эмиссий (тонн CO_2 эквивалента)**	**Оценка утечек (тонн CO_2 эквивалента)**	**Оценка эмиссий по исходным условиям (тонн CO_2 эквивалента)**	**Оценка сокращений эмиссий (тонн CO_2 эквивалента) [4+3-2]**
1	2	3	4	5
2008	1 312 672	0	1 578 471	265 799
2009	1 212 201	0	1 535 706	323 505
2010	1 425 596	0	1 716 455	290 860
2011	1 187 010	0	1 440 654	253 643
2012	1 395 668	0	1 636 218	240 549
Total (тонн CO_2 эквивалента)	**6 533 148**	**0**	**7 907 504**	**1 374 357**

РАЗДЕЛ Е. Оценка воздействия на окружающую среду

Е.1. Документация по анализу воздействия проекта на окружающую среду, включая трансграничные воздействия в соответствии с процедурами Российской Федерации:

Материалы оценки воздействия на окружающую среду являются обязательным разделом проектной документации и характеризуют результаты оценки воздействий на природную, социальную, включая жизнедеятельность населения, и техногенную среду и обосновывать допустимость планируемой деятельности.

С вводом энергоблока № 6 на Новосибирской ТЭЦ 5 валовые выбросы загрязняющих веществ увеличатся на 6627 т/год. Также произойдет увеличение объема потребления речной воды на 3,1 млн м3/год и снижение объема потребления питьевой воды на 0,12 млн.м3/год.

Уровень воздействия на окружающую среду признан допустимым. Реализация проекта считается возможной.

Е.2. Если участники проекта или принимающая сторона сочли воздействие на окружающую среду значительным, пожалуйста, предоставьте заключения и все ссылки на необходимую документацию оценки воздействия на окружающую среду, проведенные в соответствии с процедурами, определенными принимающей стороной:

«Главное управление природных ресурсов и охраны окружающей среды МПР России по Новосибирской области» выдало заключение №482 по проекту «Пусковой комплекс энергетического блока №6 Новосибирской ТЭЦ-5» : Уровень воздействия на окружающую среду является допустимым. Реализация проектных решений возможна.

РАЗДЕЛ Ж. Комментарии заинтересованных лиц

Ж.1. Информация о комментариях заинтересованных лиц, относящихся к проекту:

Слушания по строительству Новосибирской ТЭЦ-5 в составе 6 энергоблоков с развитием теплосетевого хозяйства проводились в рамках утверждения Схемы теплоснабжения в 1976 г. (Схема утверждена Минэнерго СССР 09.06.78 №72 ПС и согласована Госплана ССР 19.04.78 №АЛ-220-22-453)

Приложение 1

Контактная информация об участниках проекта

Организация:	ОАО «СИБЭКО»
Улица/ п/я	Свердлова
Строение:	5
Город:	Новосибирск
Штат/регион	Новосибирская область
Почтовый индекс:	630007
Страна:	Российская Федерация
Телефон:	+7 383 289 01 99
Факс:	+7 383 289 01 88
e-mail:	Brazhnik@sibeco.su
Адрес в интернете:	www.sibeco.su
Представитель:	-
Титул:	Начальник отдела инноваций
Обращение:	Господин
Фамилия	Бражник
Второе имя	Вадимович
Имя:	Дмитрий
Департамент:	Техническая дирекция, Управление по новым технологиям
Номер телефона (прямой):	+7 383 289 01 99

Приложение 2

ИНФОРМАЦИЯ ПО ИСХОДНЫМ УСЛОВИЯМ

Ключевая информация и данные для установления исходных условий представлены в секции Б.1 данной проектной документации.

Приложение 3

ПЛАН МОНИТОРИНГА

Подробное описание плана-мониторинга представлено в разделе Г данной проектной документации.