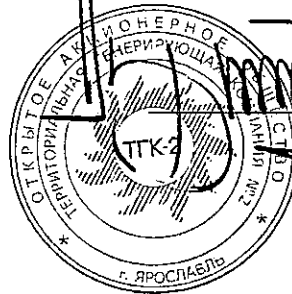


«Утверждаю»

Генеральный директор
ОАО «ТГК-2»



В.Л. Александрович
МП
«01» ноября 2012 г.

Отчет
о мониторинге сокращений выбросов
парниковых газов

проект Совместного Осуществления

«Перевод Архангельской ТЭЦ и Северодвинской
ТЭЦ-2 ОАО «ТГК-2» с мазута на газ, Российская
Федерация»

Период мониторинга: с 01.04.2012 г. по 30.09.2012 г.

2012

Содержание

Содержание

А. Общая информация о проектной деятельности

Б. Система мониторинга сокращений выбросов, полученных при реализации проекта

В. Расчет сокращений выбросов парниковых газов

Приложение 1. Расчет сокращений выбросов парниковых газов по проекту «Перевод Архангельской ТЭЦ и Северодвинской ТЭЦ-2 ОАО «ТГК-2» с мазута на газ, Российская Федерация».

Приложение 2. Материалы по доказательству дополнительности дополнительных котлов (№№5,6 на АТЭЦ)

РАЗДЕЛ А. Общая информация о проектной деятельности

А.1 Название проекта

Перевод Архангельской ТЭЦ и Северодвинской ТЭЦ-2 ОАО «ТГК-2» с мазута на газ, Российская Федерация

А.2. Краткое описание проекта

Цели проекта:

- Сокращение потребления высокоуглеродного топлива на Архангельской ТЭЦ (АТЭЦ) и Северодвинской ТЭЦ-2 (СТЭЦ-2) ОАО «ТГК-2»;
- Применение современных технологий подготовки и сжигания топлива;
- Сокращение выбросов парниковых газов;
- Сокращение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Задачи проекта:

Проект реализуется на производственных площадях ОАО «ТГК-2» в Архангельской области.

Проект стартовал 28 января 2010 г. и предусматривает

- Перевод котлоагрегатов ТГМ-84Б № 1, 2, 3 и 4 АТЭЦ на сжигание природного газа;
- Перевод котлоагрегатов ТГМЕ -464 №1, 2 и 3 СТЭЦ-2 на сжигание природного газа;
- Строительство инфраструктуры для газового топлива.

В отсутствие проектной деятельности был бы использован уголь. Таким образом, проект приводит к сокращению выбросов парниковых газов в объеме 560 083 т CO₂-экв за период с 01.04.2012 г. - 30.09.2012

А.3. Сроки реализации основных этапов проекта

Архангельская ТЭЦ	26 09 2010 – 13.12.2011
Прокладка газопровода	15.10.2010 - 26.12.2010
Строительство ГРП	15.10.2010 - 04.01.2011
Реконструкция главного корпуса	26.09.2010 - 29.11.2010
Реконструкция котлоагрегатов	
№3	12.11.2010 - 08.02.2011
№4	20.12.2010 - 12.02.2011
№1	20.12.2010 - 04.02.2011
№2	20.12.2010 - 19.01.2011
№6	27.10.2011 - 31.10.2011
№5	01.09.2011 - 13.12.2011
Северодвинская ТЭЦ-2	14 12 2010 – 29.12.2011
Прокладка газопровода	15.11.2010 - 26.05.2011
Строительство ГРП	15.11.2010 - 10.05.2011
Реконструкция главного корпуса	14.12.2010 - 04.04.2011
Реконструкция котлоагрегатов	
№3	12.02.2011 - 26.12.2011
№ 1	20.03.2011 – 22.12.2011

А.4. Период мониторинга

01.04.2012 г. - 30.09.2012 г.

А.5. Объем сокращений выбросов парниковых газов за период мониторинга

Фактические сокращения выбросов за период 01.04.2012 г. - 30.09.2012 составляют 560 083 т CO₂.

Объем сокращений выбросов, рассчитанный на основе данных в проектно-технической документации (ПТД) проекта для аналогичного периода составляет 554 318 т CO₂.

Разница между фактическими сокращениями выбросов за период 01.04.2012 г. - 30.09.2012 и сокращениями, посчитанными на основе данных в ПТД связана с тем, что во время разработки ПТД использовались прогнозные данные на 2012 год.

А.6 Сведения об утверждении проекта участвующими Сторонами и статус проекта СО

15 сентября 2011 г. принято Постановление Правительства Российской Федерации «О мерах по реализации статьи 6 Киотского протокола к РКИК ООН об изменении климата». Этот документ утверждает Положение о реализации статьи 6 Киотского протокола.

В соответствии с пунктом 4 Положения утверждение проектов осуществляет Минэкономразвития РФ на основании результатов конкурсного отбора заявок. Конкурсный отбор заявок проводит оператор углеродных единиц (Сбербанк России) в соответствии с пунктом 5 Постановления Правительства РФ № 780.

Таким образом, в соответствии с законодательством РФ в области реализации проектов СО, Проект был утвержден Приказом Минэкономразвития № 112 от 12 марта 2012 г.

Также проект был утвержден другой участвующей стороной (Швейцария, Витол). Письмо одобрения выпущено 30 мая 2012г.

А.6. Информация о лице, ответственном за подготовку и представление отчета по мониторингу

Подготовка данных для отчета: ОАО «ТГК-2»

Контактное лицо:

Жаворонкова Наталия, Начальник отдела развития бизнеса

Тел. +7 (4852) 79 71 42

Факс: +7 (4852) 32 00 05

Разработчик: ЗАО «Национальная организация поддержки проектов поглощения углерода»;

Контактное лицо: Кузьминых Евгения, Ведущий специалист Департамента развития проектов;

Тел. +7 (499) 788 78 35 доб. 104

Факс: +7 (499) 788 78 35 доб. 107

РАЗДЕЛ Б. Система мониторинга сокращений выбросов парниковых газов, достигнутых при реализации проекта, и расчетные формулы

Б.1. Принципиальная схема проведения мониторинга по проекту

Проектом предусмотрена одна и та же схема потоков энергоресурсов для всех котлоагрегатов, поэтому схема мониторинга будет аналогичной для всех котлоагрегатов. Измеряемые данные будут обозначаться $M-1_i$ и $M-2_i$;

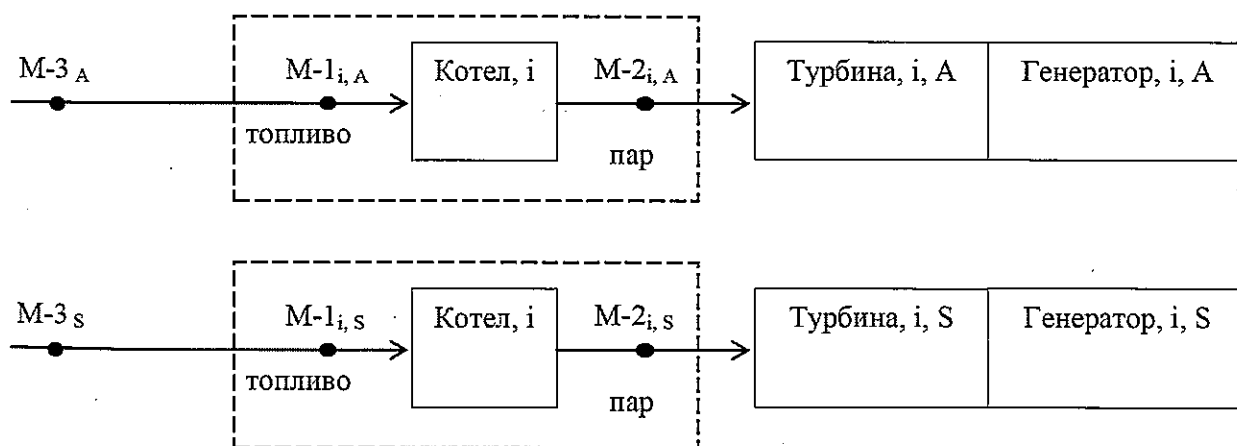
Для определения объема сокращений выбросов парниковых газов в проектном сценарии необходима информация о количестве потребленного природного газа¹, в исходных условиях - объем выработанного пара и КПД АТЭЦ и СТЭЦ-2 на угле.

В данном разделе приведена информация об алгоритме сбора и хранения данных, необходимых для определения количества выбросов в исходных условиях и проектном сценарии:

1. не измеряются во время кредитного периода, детерминируются только один раз и используется в течение всего кредитного периода, доступны на стадии детерминации ПДД:
 - коэффициент эмиссии парниковых газов от потребления природного газа и угля;
 - КПД котлов АТЭЦ на угле
 - КПД котлов СТЭЦ-2 на угле
2. измеряются во время кредитного периода
 - расход природного газа на котлоагрегатах АТЭЦ и СТЭЦ-2;
 - выработка пара котлоагрегатами АТЭЦ и СТЭЦ-2.
 - ТНЗ природного газа

Более детальная информация о данных и коэффициентах приведена в таблице Д.1.1.1.

Схема Б.1. Точки мониторинга



$M-1_{i,A}$	Потребление природного газа i -тым котлом АТЭЦ	$M-1_{i,S}$	Потребление природного газа i -тым котлом СТЭЦ-2
$M-2_{i,A}$	Производство пара i -тым котлом АТЭЦ	$M-2_{i,S}$	Производство пара i -тым котлом СТЭЦ-2
$M-3_A$	ТНЗ природного газа	$M-3_S$	ТНЗ природного газа

¹ Планом мониторинга не учитывается потребление мазута, т.к. этот вид топлива является резервным для обоих сценариев.

Потребление природного газа

Общий месячный расход газа на АТЭЦ и СТЭЦ-2 определяется по приборам учета поставщика в соответствии с Договором поставки газа № 03-4-11.040 от 01.10.2010 между ООО «Комирегионгаз» и ОАО «Территориальная генерирующая компания № 2». Для сведения баланса по газу за отчетный месяц расход газа на каждый котлоагрегат разбивается прямо пропорционально теплопроизводительности и КПД брутто по обратному балансу.

Операционная структура Проекта

Операционная структура Проекта - это существующая на предприятии схема сбора, передачи и хранения данных. Все данные, необходимые для детерминации, будут храниться до истечения двух лет после последней передачи ЕСВ по проекту.

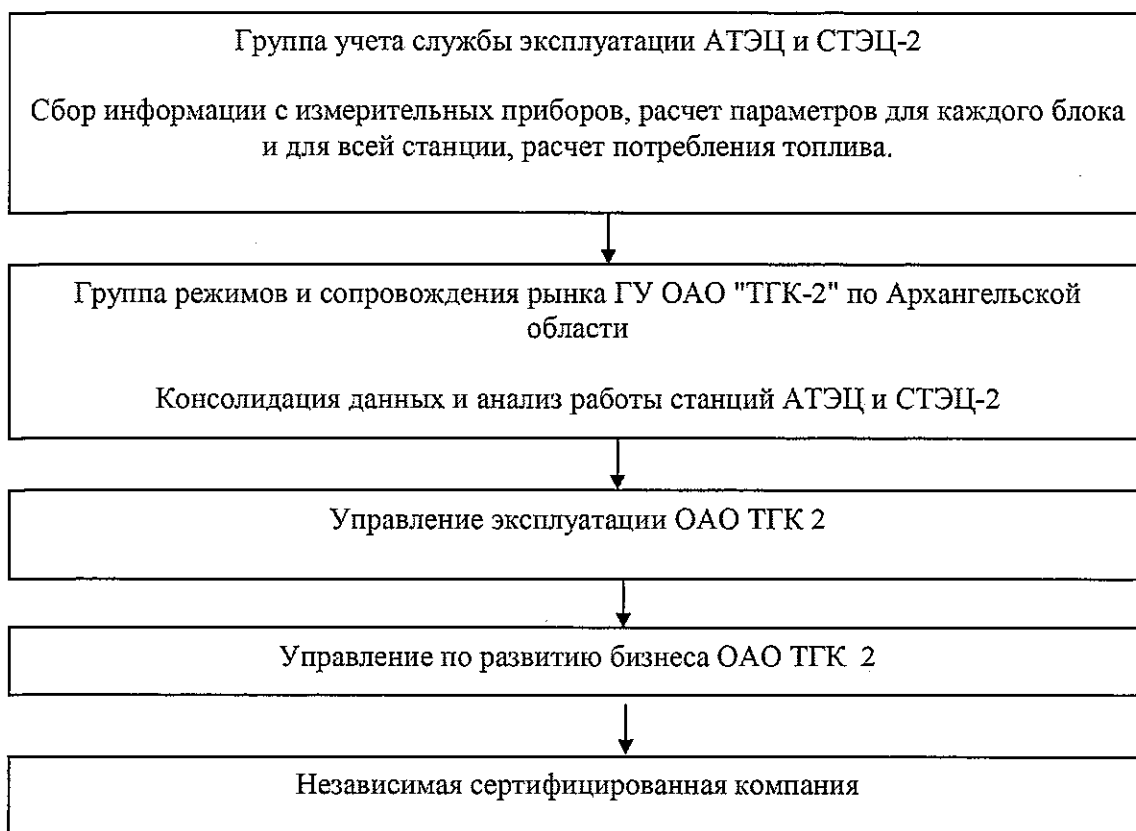
Внутренние регулирующие документы и правила:

- 1) Положение о службе эксплуатации Архангельской ТЭЦ ГУ ОАО «ТГК-2» по Архангельской области;
- 2) Положение о группе режимов и сопровождения рынка ГУ ОАО «ТГК-2» по Архангельской области;
- 3) Приказ ОАО ТГК-2 № 4 от 21 января 2011г. «Об организации предоставления отчетной документации в соответствии с положением об индикативной системе»;
- 4) Приказ «Об утверждении регламента информационного взаимодействия подразделений по прогнозированию и учёту расходов природного газа» № 37 от 01 марта 2011г.

Отдел эксплуатации ГУ ОАО «ТГК-2» по Архангельской области несет ответственность за подготовку отчетов по потреблению топлива и выработке пара. Эта информация направляется Руководству ГУ ОАО «ТГК-2» по Архангельской области.

Отчет о мониторинге подготавливается в соответствии со схемой на рисунке Б.1.
Примечание: Передача текущих технико-экономических показателей осуществляется ежедневного, отчетных ежемесячно. При реализации плана мониторинга для составления верификационных отчетов будет применяться схема, представленная на рис. Д.3.

Рис. Б.1. Операционно-управленческая схема Проекта



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

Идентификационный номер (Показатель, используемые номера с целью облегчения использования перекрестных ссылок)	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
Данные и параметры, измеряемые в течение кредитного периода								
M-1, A	FC кг, A, i, y потребление топлива i- тым котлоагрегатом АТЭЦ	Газорасходомеры - Метран 150 CD, Корректор газа СПГ-761.1	тыс м ³	и	непрерывно	100%	Эл. и бум.	В расчетах используется данные, аккумулированные за год из внутренней отчетности «макет 15506-1»
M-1, S	FC кг, S, i, y потребление топлива i- тым котлоагрегатом СТЭЦ-2	1) Газорасходомер Метран 150 CD 2	тыс м ³	и	непрерывно	100%	Эл. и бум.	
M-3 A	NCI кг ТНЗ природного газа на АТЭЦ	-	Ккал/м ³	о	Один раз в месяц	100%	бум	Паспорт на топливо
M-3 S	NCI кг ТНЗ природного газа на СТЭЦ-2	-	Ккал/м ³	о	Один раз в месяц	100%	бум	Паспорт на топливо
не измеряются во время кредитного периода, детерминируются один раз, доступны на стадии детерминации ПДД								
	EF CO2, кг коэффициент выбросов CO2 для природного газа	Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК, 2006	кг CO2/ГД ж	о	Один раз, во время детерминации			56 100 кг CO2 на ТДж

Б.1.1.2. Описание формул, используемых для оценки выбросов, предусмотренных проектом (для каждого газа, источника и т.п.; в единицах CO₂ эквивалента):

- Формула Б.1.1.2.1 $PE_{n-m} = PE_{fuel,n-m} + PE_{fuel,A,n-m} + PE_{fuel,S,n-m}$
 PE_{n-m} - суммарные выбросы парниковых газов по проекту, т CO₂-экв
 $PE_{fuel,n-m}$ - суммарные выбросы парниковых газов от потребления топлива по проекту, т CO₂-экв
 $PE_{fuel,A,n-m}$ - выбросы парниковых газов от потребления топлива на АТЭЦ, т CO₂-экв
 $PE_{fuel,S,n-m}$ - выбросы парниковых газов от потребления топлива на СТЭЦ-2, т CO₂-экв

Годовое значение складывается из суммы месячных значений.

Формула Б.1.1.2.1.1 $PE_{fuel,A,i,n-m} = \sum_{i=1}^6 \sum_{m=1}^n PE_{fuel,A,i,n-m} = \sum_{i=1}^6 \sum_{m=1}^n (FC_{NG,A,i,n-m} * NCV_{NG} * 4.1868 * 10^6 * EF_{CO2,NG})$

- $PE_{fuel,A,i,n-m}$ - выбросы парниковых газов от потребления топлива по проекту i-тым котлоагрегатом на АТЭЦ, т CO₂-экв
i - номер котлоагрегата АТЭЦ, №№ 1, 2, 3, 4 и 5
m - индекс первого месяца мониторинга
n - индекс последнего месяца мониторинга
 $FC_{NG,A,i,n-m}$ - потребление топлива i-тым котлоагрегатом АТЭЦ, №№ 1, 2, 3 и 4
 NCV_{NG} - ТНЗ природного газа, Kcal /м³
 4.1868 - Переводной коэффициент из Дж в Кал
 $EF_{CO2,NG}$ - коэффициент выбросов CO₂ для природного газа, равен 56,1 тонн CO₂ на ТДж
 $\sum_{i=1}^6$ - сумма по котлоагрегатам
 $\sum_{m=1}^n$ - сумма по месяцам

Формула Б.1.1.2.1.2 $PE_{fuel,S,i,n-m} = \sum_{i=1}^3 \sum_{m=1}^n PE_{fuel,S,i,n-m} = \sum_{i=1}^3 \sum_{m=1}^n (FC_{NG,S,i,n-m} * NCV_{NG} * 4.1868 * 10^6 * EF_{CO2,NG})$

- $PE_{fuel,S,i}$ - выбросы парниковых газов от потребления топлива по проекту на СТЭЦ-2, т CO₂-экв
 $PE_{fuel,S,i,n-m}$ - выбросы парниковых газов от потребления топлива по проекту i-тым котлоагрегатом на СТЭЦ-2, т CO₂-экв
i - номер котлоагрегата СТЭЦ-2, №№ 1, 2 и 3
m - индекс первого месяца мониторинга
n - индекс последнего месяца мониторинга

$FC_{NG, S, i, n, m}$ - потребление топлива i - тым котлоагрегатом СТЭЦ-2, №№ 1, 2 и 3
 NCV_{NG} - ТНЗ природного газа, Ккал /м³
 $EF_{CO_2, NG}$ - коэффициент выбросов CO₂ для природного газа, равен 56,1 тонны CO₂ на ТДж
 $\sum_{i=1}^3$ - сумма по котлоагрегатам
 $\sum_{m=1}^{12}$ - сумма по месяцам

Б.1.3. Данные, необходимые для определения исходных условий антропогенных выбросов парниковых газов от источников в рамках проекта, порядок сбора и хранения этих данных:								
Идентификационный номер (Пожауйста, используйте номера с целью облегчения использования перекрестных ссылок)	Переменные данные	Источник данных	Единица данных	Измеренный (и), подсчитанный (п), оцененный (о)	Частота проведения регистрационных записей	Часть данных, подлежащих мониторингу	Способ хранения (электронный/на бумажном носителе)	Комментарии
Данные и параметры, измеряемые в течение кредитного периода								
M-2 ₄	HG _{4,1,у} производство пара i-тым котлоагрегатом на АТЭЦ	Расход пара - метран 150- CD3 Давление - метран 150-TG5 и ЭКМ Преобразователь температуры	Ткал	п			электронн./ бумажн	
M-2 _{4,s}	HG _{4,1,у} производство пара i-тым котлоагрегатом на СТЭЦ-2	Расход пара - метран 150- CD3 Давление - метран 150-TG5, Преобразователь температуры 1) IN188BT1 ТХА-0179; 2) 2N188BT1 ТХА-0179; 3) 3N194BT1 ТХА-0179	Ткал	п			электронн./ бумажн	
Данные и параметры, не измеряемые в течение кредитного периода и определяемые один раз при детерминации (и зафиксированные на весь кредитный период). Доступны при детерминации ПИД								
	ЧЛ КИД котлов АТЭЦ на угле	Бизнес-план «Реконструкция АТЭЦ ОАО «АГК» с переводом котлов на сжигание угля», 2007.	%	о	Один раз		бумажн	91%
	ЧЛ КИД котлов	Бизнес-план «Реконструкция	%	о	Один раз		бумажн	92.741%

СТЭЦ-2 на угле	СТЭЦ-2 ОАО «АПК» с переводом котлов на сжигание угля», 2008							
EF _{CO2, coal} коэффициент выбросов CO2 для угля	Руководство МГЭИК по инвентаризации 2006	Кг CO2 на ТДж	0	Один раз	бумажин	98 300 кг CO2 на ТДж		

Б.1.1.4. Описание формул, используемых для оценки выбросов при исходных условиях (для каждого газа, источника и т.д.; в тоннах CO₂ эквивалента):

Формула Б.1.1.4. $BE_{n-m} = BE_{fuel, A, n-m} + BE_{fuel, S, n-m}$

где:

BE_{n-m} - суммарные выбросы парниковых газов от потребления топлива в исходных условиях, т CO₂-экв

$BE_{fuel, A, i, n-m}$ - суммарные выбросы парниковых газов от потребления топлива в исходных условиях для АТЭЦ, т CO₂-экв

$BE_{fuel, S, n-m}$ - суммарные выбросы парниковых газов от потребления топлива в исходных условиях для СТЭЦ-2, т CO₂-экв

Формула Б.1.1.4.1. $BE_{fuel, A, n-m} = \sum_{i=1}^6 BE_{fuel, A, i, n-m} = \sum_{i=1}^6 (EF_{CO_2, coal} * NG_{A, i} / \eta_{coal, A})$

где:

$BE_{fuel, A, n-m}$ - суммарные выбросы парниковых газов от потребления топлива в исходных условиях для АТЭЦ, т CO₂-экв

$BE_{fuel, A, i, n-m}$ - выбросы парниковых газов от потребления топлива в исходных условиях на АТЭЦ i- тым котлоагрегатом, т CO₂-экв

$NG_{A, i, n-m}$ - производство пара на АТЭЦ i- тым котлоагрегатом, Гкал

EF_{fuel} - коэффициент выбросов парниковых газов для угля, равен 98,3 т /ТДж

$\eta_{coal, A}$ - КПД АТЭЦ на угле, 91%

i - номер котлоагрегата АТЭЦ, №№ 1-6

Формула Б.1.1.4.2 $BE_{fuel, S, n-m} = \sum_{i=1}^3 BE_{fuel, S, i, n-m} = \sum_{i=1}^3 (EF * NG_{S, i, n-m} / \eta_{coal, S})$

где:

$BE_{fuel, S, n-m}$ - суммарные выбросы парниковых газов от потребления топлива в исходных условиях для СТЭЦ-2, т CO₂-экв

$BE_{fuel, S, i, n-m}$ - выбросы парниковых газов от потребления топлива в исходных условиях на СТЭЦ-2 i- тым котлоагрегатом, т CO₂-экв

$NG_{S, i, n-m}$ - производство пара на СТЭЦ-2 i- тым котлоагрегатом, Гкал

EF_{fuel} - коэффициент выбросов парниковых газов для угля, равен 98,3 т /ТДж

$\eta_{coal, S}$ - КПД СТЭЦ-2 на угле, 92,74%

Б.1.4. Описание формул, используемых для оценки сокращений выбросов, предусмотренных в проекте (для каждого газа, источника и т.п.; выбросы/сокращения выбросов в единицах CO₂ эквивалента):

Формула Б.1.4.1
$$ER_{n-m} = BE_{n-m} - PE_{n-m}$$

где

ER_{n-m} сокращения выбросов парниковых газов, m CO₂ за период ($n-m$)

BE_{n-m} Выбросы парниковых газов в исходных условиях, m CO₂ за период ($n-m$)

PE_{n-m} Выбросы парниковых газов в проекте, m CO₂ за период ($n-m$)

Б.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 экологическому, технологическому и атомному надзору). В ГУ ОАО «ТГК-2» по АО работа по охране окружающей среды организована экологической группой под руководством начальника ПТО ГУ ОАО «ТГК-2» по АО. Ежегодно разрабатываются и реализуются природоохранные мероприятия, включающие экологический мониторинг производственно-хозяйственной деятельности предприятия. ГУ ОАО «ТГК-2» по АО в установленные сроки готовит и предоставляет 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 (водные ресурсы) - 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;
- 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.

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

Данные (укажите таблицу и идентификационный номер)	Степень несопределенности данных (высокая/средняя/низкая)	Объясните планируемые процедуры контроля качества/гарантии качества для этих данных, или почему в их проведении нет необходимости			
		прибор	Модель номер	Межпервичный интервал	Дата последней калибровки
M-1,а	низкая	Газорасходомер метран 150 CD	1) 895741, 898137 2) 896070, 896058 3) 895656, 896037 4) 895722, 899684 5) 1075743, 1074717 6) 1075741, 1075749	48 мес	1) 03.2010 2) 03.2010 3) 03.2010 4) 06.2010 5) 09.2011 6) 09.2011
			Корректор газа СПГ-761.1		
M-1,с	низкая	Газорасходомер метран 150 CD 2	2) 1N460BF01 3) 1N460BF02 4) 1N460BF03	48 мес	1) 03.2011 2) 04.2011 3) 04.2011
M-2,а	низкая	Расход пара - Метран 150- CD3	1) 898114, 898111 2) 898052, 898053 3) 897052, 899660 4) 897051, 899659 5) 1074774 6) 1075785	48 мес	1) 03.2010 2) 03.2010 3) 03.2010 4) 06.2010 5) 09.2011 6) 09.2011
			Давление - метран 150-TG5		
	низкая	Датчики температуры ТСМТ 101-010-50М-В3-10-1250 КТХА 01.10-020-k2-1—С10-8-320	ТСМТ: 1) 3141.10740, 3141.10744 2) 3141.10747, 3141.10745 3) 3141.10741, 3141.10742	24 мес	ТСМТ: 1-4) 11.2011 (для всех) 5) 09.2011 (для обоих) 6) 09.2011 09.2011 КТХА: 1-5) 09.2011 (для обоих)

M-2, s	низкая	Расход пара – метран 150- CD3	<p>4) 3141.10746, 3141.10743 5) 2581.9179, 2581.9180 6) 2456.8925, 2581.9181 КТХА: 1) 2580.6695 2580.6696 2) 2580.6697 2580.6698 3) 2580.6699 2580.6700 4) 2580.6701 2580.6702 5) 2580.6694 6) 2580.6693</p> <p>1) IN037BF01 № 1018503 2) 2N037BF01 № 1022238 3) 3N037BF01 № 1022129</p>	48 мес	1) 03.2011 2) 04.2011 3) 04.2011
	низкая	Метран150-ТGS	<p>1) IN021BP01 № 1018474 2) 2N021BP01 № 1022219 3) 3N021BP01 № 1022121</p> <p>КТХК: 1) 2031.7145 2) 2031.7149 КТХА для котла 3: 3) 6036/550 ТХА: 1) №188 2) №188 3) №194</p>	48 мес	1) 03.2011 2) 04.2011 3) 04.2011
	низкая	Датчики температуры КТХК 01.10 и КТХА 01.05 ТХА 0179	<p>1) 2031.7145 2) 2031.7149 КТХА для котла 3: 3) 6036/550 ТХА: 1) №188 2) №188 3) №194</p>	24 мес (для первых 3) 36 мес (для последних 3)	1-3 (КТХК и КТХА): 07.2012 1-3 (ТХА) : 07.2012

Заводские химические лаборатории могут привлекаться для измерения ТНЗ газа. Все лаборатории имеют сертификаты аккредитации. Аккредитация осуществляется каждые 4 года.

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

Обеспечение качества мониторинга

Архангельская централизованная лаборатория имеет сертификат об аккредитации, выданный 06.11.2009 и действительный до 06.03.2012. В настоящее время лаборатория проходит процедуру аккредитации.

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

Обеспечение качества мониторинга

На АТЭЦ и СТЭЦ-2 имеются соответствующие планы, документы, графики поверок и калибровок приборов. Измерительные приборы имеют свидетельства о поверке, разрешения на использование и периодически подвергаются всем необходимым процедурам соответствия стандартам.

Измерения основных проектных параметров производятся согласно системе метрологии, действующей в стране в настоящее время.

Вся информация, являющаяся частью мониторинга, будет храниться, по меньшей мере, 2 года после последней передачи ЕСВ по проекту. Все измерения будут проводиться поверенным и калиброванным оборудованием в соответствии с энергетическими стандартами.

Специалисты группы режимов и сопровождения рынка ГУ ОАО «ТЭК-2» (ГриСР) по Архангельской области обеспечивают хранение данных расчетных и отчетных форм. Расчетные таблицы хранятся в электронном и бумажном виде, отчетные формы – в бумажном виде.

Электронная информация хранится на корпоративном сервере ТЭК 2. Хранение и защиту расчетных таблиц на корпоративном сервере осуществляет Группа и технический директор АТЭЦ и СТЭЦ-2. Хранятся данные, прошедшие процедуру внутренней проверки.

Архивные данные хранятся на рабочих станциях каждого котла.

Хранение и защита информации в бумажном виде осуществляется в сейфе Начальника ГриСР.

Обеспечение правильности ввода данных и получения результатов обеспечивается процедурой внутренней проверки. Внутренняя проверка обеспечивается Начальником ГриСР и специалистом привлекаемой консалтинговой компании. Для осуществления внутренней проверки выполняются следующие действия:

- Начальником ГриСР проводится проверка правильности передаваемых в консалтинговую компанию данных, осуществляемая

путем сравнения передаваемых в консалтинговую компанию и исходных данных, предоставленные в ГриСР.

- Специалистом консалтинговой компании обеспечивается проверка ввода данных и проведения расчетов путем сравнения данных, введенные в расчетную модель и исходные данные, предоставленные в консалтинговую компанию ГриСР для мониторинга проекта.
- Специалистом консалтинговой компании проводится анализ соответствия полученного сокращения в отчетном периоде с Проектной документацией проекта, который передается в ГриСР.
- Начальник ГриСР проводит анализ причин отклонения значения, а также готовит предложения по корректировке и улучшению методики расчета.

Распечатанные отчетные формы передаются на подпись Генеральному директору.

Все измерительные приборы имеют дублирующие аналоги на случай выхода из строя.

Тренинги и обучение персонала

Деятельность персонала для проведения мониторинга выбросов парниковых газов является обычной практикой. Проведение дополнительных тренингов и обучения не требуется. Все данные, необходимые для проведения мониторинга входят в действующую отчетность предприятия.

Б.3. Отклонения или исправления зарегистрированного плана мониторинга (Решение 17/КС 7, Раздел Н, параграф 57)

Отклонения и исправления зарегистрированного плана мониторинга, внесенные с целью улучшения качества мониторинга и прозрачности результатов мониторинга сокращений выбросов парниковых газов, касаются объектов плана мониторинга приведенных в таблице 6.

Таблица 4. Отклонения и изменения от плана мониторинга, указанного в Проектной документации

Объект корректировки	Место нахождения в Проектной документации	Место нахождения в отчете о мониторинге за апрель-сентябрь 2012 г	Изменения/отклонения	Доказательство
График реализации проекта	Раздел А 4.2	Раздел А.3	В связи с включением в проект дополнительных котлов были добавлены даты реконструкции для котлов	Качество мониторинга не изменится в результате включения дополнительных котлов в проект. План

			АТЭЦ №5,6.	мониторинга для дополнительных котлов такой же, как и для остальных проектных котлов.
Точки мониторинга для плотности природного газа (М-3)	Раздел Г.1	-	Удалены. Плотность не пужна, т.к. единицы измерения ТНЗ природного газа – Ккал/м ³	С удалением ненужных параметров мониторинга качество мониторинга увеличивается.
Расчет выбросов ПГ	Раздел Д	Раздел В	В расчет были включены дополнительные котлы	Качество мониторинга не изменился в результате включения дополнительных котлов в проект. План мониторинга для дополнительных котлов такой же, как и для остальных проектных котлов.
Частота мониторинга	Раздел Г	Раздел Б	Частота мониторинга была изменена с ежегодной на ежемесячную.	Качество мониторинга не изменился в результате изменения частоты мониторинга. Ежемесячный план мониторинга аналогичен годовому.

Раздел В. Расчет сокращений выбросов парниковых газов

В.1 Расчет проектных выбросов ПГ за апрель-сентябрь 2012 г.

		Котел №1 АТЭЦ	Котел №2 АТЭЦ	Котел №3 АТЭЦ	Котел №4 АТЭЦ	Котел №5 АТЭЦ	Котел №6 АТЭЦ
1	Потребление природного газа за апрель-сент 2012 (тыс м ³)	33324	71721	42642	45952	48025	43275
2	ТНЗ природного газа за апрель-сент 2012 (Ккал/м ³)	7998	8006	8012	8005	8000	8008
3	Потребление природного газа за апрель-сент 2012 (ТДж)	1116	2404	1430	1540	1609	1451
4	EF _{NG} (т CO ₂ /ТДж)	56.1					
5	PE _{ATES} за 2011(т CO ₂)	62602	134860	80248	86403	90245	81400
6	Итого PE _{ATES} за 2011-1 квартал 2012 (т CO ₂)	535 758					

		Котел № 1 СТЭЦ-2	Котел № 2 СТЭЦ-2	Котел № 3 СТЭЦ-2
7	Потребление природного газа за апрель-сент 2012 (тыс м ³)	26096	22549	67068
8	ТНЗ природного газа за апрель-сент 2012 (Ккал/м ³)	8005	8013	8006
9	Потребление природного газа за апрель-сент 2012 (ТДж)	875	756	2248
10	EF _{NG} (т CO ₂ /ТДж)	56.1		
11	PE _{STES-2} за апрель-сент 2012 (т CO ₂)	49064	42437	126119
12	Итого PE _{STES-2} за апрель-сент 2012 (т CO ₂)	217 620		
13	PE (т CO ₂)	1 692 318		

$$PE = (6)+(13) = \sum(5) + \sum(12) = (3)*(4) + (9)*(10)$$

$$(3) = (1)*(2) * 4.1868 * 10^{-6}$$

$$(9) = (7)*(8) * 4.1868 * 10^{-6}$$

В.2 Расчет выбросов ПГ в исходных условиях за апрель-сентябрь 2012 г.

		Котел №1 АТЭЦ	Котел №2 АТЭЦ	Котел №3 АТЭЦ	Котел №4 АТЭЦ	Котел №5 АТЭЦ	Котел №6 АТЭЦ
14	Выработка тепла за апрель-сент 2012 (Гкал)	245507	529347	313798	341730	357205	321198
15	$\eta_{\text{coal, A}} (\%)$	91%					
16	$EF_{\text{Coal}} (\text{т CO}_2/\text{ГДж})$	98.3					
17	$BE_{\text{АТЭС}}$ за апрель-сент 2012 (т CO_2)	111035	239406	141920	154553	161552	145267
18	$BE_{\text{АТЭС}}$ за апрель-сент 2012	953 733					

		Котел № 1 СТЭЦ-2	Котел № 2 СТЭЦ-2	Котел № 3 СТЭЦ-2
19	Выработка тепла за апрель-сент 2012 (Гкал)	181922	157952	470733
20	$\eta_{\text{coal, A}} (\%)$	92.741%		
21	$EF_{\text{Coal}} (\text{т CO}_2/\text{ГДж})$	98.3		
22	$BE_{\text{СТЭС-2}}$ за апрель-сент 2012 (т CO_2)	80733	70095	208900
23	$BE (\text{т CO}_2)$	359 728		

$$BE = (18)+(23) = \sum(17) + \sum(22)$$

$$(17) = (14)/(15) * (16) * 4.1868 / 1000$$

$$(22) = (19)/(20) * (21) * 4.1868 / 1000$$

В.3 Расчет сокращений выбросов ПГ за апрель-сентябрь 2012 г.

24	PE за апрель-сент 2012 (т CO_2)	753 378
25	BE за апрель-сент 2012 (т CO_2)	1 313 461
26	ER за апрель-сент 2012 (т CO_2)	560 083

$$ER = (25)-(24)$$

Приложение 1. Расчет сокращений выбросов парниковых газов по проекту «Перевод Архангельской ТЭЦ и Северодвинской ТЭЦ-2 ОАО «ТГК-2» с мазута на газ, Российская Федерация».

Приложение 2.

Материалы по доказательству дополнительности дополнительных котлов (№№5,6 на АТЭС)

В апреле 2011 г. ОАО «ТГК 2» приняло решение о включение в проект СО 2 дополнительных котлов – Котлы №5 и №6.

Дополнительность Проекта доказывается аналогично доказательству, представленному в ПТД.

Только одна стадия требует доработки путем включения инвестиционного анализа для котлов № 5 и № 6.

Таким образом, для целей инвестиционного анализа будут рассмотрены 3 альтернативных сценария:

- Альтернативный сценарий 1. Продолжение текущей ситуации, т.е. потребление мазута.
- Альтернативный сценарий 2. Перевод котлов с мазута на уголь
- Альтернативный сценарий 3. Проект без реализации в рамках СО. Перевод котлов с мазута на природный газ.

Инвестиционный анализ

На этом этапе определяется, не является ли проект:

- (a) наиболее экономически или финансово привлекательной альтернативой, или
- (b) экономически или финансово реализуемым без дохода от продажи ЕСВ

В соответствии с рекомендациями РКИК ООН для инвестиционных анализов в ПДД допустимо применять *анализ простых затрат, сравнительный инвестиционный анализ или анализ финансовых индикаторов*. Анализ простых затрат используется в том случае, если проект имеет только один источник доходов – продажу ЕСВ. В данном проекте использован этот вид анализа, т.к. котлы производят пар, который используется на предприятии и не передается сторонним организациям.

Для оценки финансовой привлекательности каждой альтернативы будет определена стоимость проекта в течение 10 лет² по данным о капитальных затратах и операционных затратах, выраженных в затратах на топливо:

- Капитальные затраты;
- Затраты на топливо для производства пара.

Критерием финансовой привлекательности альтернативы является наименьшее значение затрат.

² Период анализа берется равным 10 годам в соответствии с рекомендациями UNFCCC. Report EB 39, annex 10, paragraph 3.

Таблица П.1. Затраты на реализацию альтернативного сценария 2

	Год	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	Номер года	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
АТЭЦ											
Выработка пара	Гкал / год	2 290 536									
Потребление топлива	т.у.т. / год	327 219									
Кап.затраты для угольной альтернативы	млн. руб.	2493									
Цена угля	тыс. руб. за т.у.т.	2.57	2.75	2.92	3.10	3.27	3.45	3.64	3.83	4,05	4,23
Затраты на уголь	млн. руб.		898,98	956,51	1 012,95	1 068,66	1 127,44	1 189,45	1 254,87	1 323,88	1 383,46
Сумма Кап затрат и операционных затрат	млн. руб.	2 492,73	898,98	956,51	1 012,95	1 068,66	1 127,44	1 189,45	1 254,87	1 323,88	1 383,46
Накопленные расходы	млн. руб.	2 492,73	3 391,71	4 348,22	5 361,17	6 429,83	7 557,27	8 746,72	10 001,58	11 325,46	12 708,92

Таблица П.2. Затраты на реализацию альтернативного сценария 3

	Год	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	Номер года	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
АТЭЦ											
Выработка пара	Гкал / год	2 290 536									
Потребление топлива	т.у.т. / год	327 219									
Кап.затраты для газовой альтернативы	млн. руб.	148									
Цена газа	тыс. руб. за т.у.т.	3,80	4,37	5,03	5,70	6,38	7,14	7,99	8,94	10,00	10,48
Затраты на газ	млн. руб.		1 429,95	1 644,44	1 864,80	2 086,71	2 335,03	2 612,89	2 923,83	3 271,76	3 428,81
Сумма Кап затрат и операционных затрат	млн. руб.	148,00	1 429,95	1 644,44	1 864,80	2 086,71	2 335,03	2 612,89	2 923,83	3 271,76	3 428,81
Накопленные расходы	млн. руб.	148,00	1 577,95	3 222,39	5 087,19	7 173,89	9 508,92	12 121,81	15 045,64	18 317,40	21 746,21

Таблица П.3. Затраты на реализацию альтернативного сценария 1

Год	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Номер года	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
АТЭЦ											
Выработка пара	Гкал / год	2 290 536									
Потребление топлива	т.у.т. / год	327 219									
Цена на мазут	млн. руб.	7,16	7,63	8,08	8,53	8,95	9,38	9,84	10,33	10,83	11,20
Затраты на мазут	тыс. руб. за т.у.т.	2 391,97	2 440,90	2 494,79	2 533,28	2 577,26	2 621,25	2 665,24	2 709,22	2 731,22	2 753,21
Сумма Кап затрат и операционных затрат	млн. руб.	0,00	2 495,53	2 645,26	2 790,75	2 927,50	3 070,94	3 221,42	3 379,27	3 544,85	3 665,38
Накопленные расходы	млн. руб.	0,00	2 495,53	5 140,79	7 931,54	10 859,03	13 929,97	17 151,39	20 530,66	24 075,51	27 740,89

Результаты, представленные в таблицах П.1-П.3 показывают, что в рамках 10 летнего периода угольный сценарий более привлекателен, чем другие альтернативы.

Вывод: Наиболее привлекательна альтернативный сценарий 2 – перевод котлов АТЭЦ и СТЭЦ-2 с мазута на уголь. Это явно демонстрирует дополнительную Проект.