Отчет по мониторингу
проекта
«Утилизация дегазационного метана на шахтах ОАО «СУЭК-Кузбасс»

Monitoring Report 02
Monitoring period
01/01/2009 to 30/09/2011
Version 4
17 November 2011

Отчет по мониторингу 02
Отчетный период
01/01/2009 to 30/09/2011
Версия 4
17 ноября 2011

Оглавление

РАЗДЕЛ А. Общее описание проекта и мониторинга

А.1. Наименование и ссылочные номера проекта

Утилизация дегазационного метана на шахтах ОАО «СУЭК-Кузбасс»
Версия документа: 03
Дата: 2008-06-12
Подготовлен: Emissions-Trader ET GmbH, Адам Хадулла

А.2. Статус одобрения проекта

Подготовка PDD: A-TEC.
Процесс валидации проекта: TÜV-SÜD.
Публикация PDD на сайте UNFCCC: март 2007:
http://ji.unfccc.int/JI_Projects/DB/5G1F38SAAUMYFBEX3X9OEU6E6JLSV0/PublicPDD/5RJZ56KADBCXIY85UFM6DX0Q5C7URU/view.html .
Дополнительная информация на сайте:
http://www.netinform.net/KE/Wegweiser/Guide2_3.aspx?ID=4514&Ebene1_ID=26&Ebene2_ID=1397&mode=0 .
Document Version: 02
Date: 2008-03-04
Prepared by: Emissions-Trader ET GmbH, Adam Hadulla

В мае 2007 было посещение объекта представителями компании TÜV SÜD, в результате которого предоставлен список вопросов CAR / CL.
По замечаниям CAR / CL – доработан PDD.
Затем TÜV SÜD представил экспертное заключение с ходатайством о LoA.

Отчёт о Детерминации не был предоставлен в силу того, что LoA не было получено от государственных уполномоченных органов России, так как отсутствовала процедура регистрации проектов. Письмо LoA одобрения на проект от Министерства экономического развития РФ - это приказ Т 326 от 23/07/2010 (Приложение 5).
Фактический график не заполнялся, так как решения о полномасштабной реализации долго не принималось из-за отсутствия решений правительства РФ. Поэтому в МЭР зарегистрирован только 1 этап.

А.3. Описание проекта

Целью проекта является утилизация метана, извлекаемого средствами дегазации, на Шахте «Им. С.М. Кирова», а также получения единиц сокращенных выбросов (ЕСВ) с их последующей продажей на углеродном рынке в рамках механизмов гибкости Киотского Протокола. В рамках проекта запущенно три ТЭС (теплоэлектростанция), две факельных установки и один газовый котел. За период 2009 – 2011 гг. получено ЕСВ – **138 342,17** тCO_2э.

Таблица А-1 – Объемы утилизации
За период 01/01/09 по 31/12/10

Установка	Период	$тCO_2e$
КТЭС NC 620 F16 BHKW	01/08/2009 to 31/12/2010	29 505,31
КТЭС NC 620 F16 BHKW	17/08/2009 to 31/12/2010	43 125,76
КТЭС NC 620 K12 BHKW	01/01/2009 to 31/12/2010	8 851,16
Газовый котел КЕ-10-14СО41	20/09/2009 to 31/12/2010	16 637,21
Факел УФ-Н30 ГФНГ-400	01/08/2009 to 31/12/2010	0
Всего метана утилизировано:	01/01/2009 to 31/03/2011	98 119,44
Всего ЕСВ получено:	01/01/2009 to 31/03/2011	**97 440,87**

За период 01/01/11 по 31/03/11

Установка	Период	$тCO_2e$
КТЭС NC 620 F16 BHKW	01/01/2011 to 31/03/2011	1 889,40
КТЭС NC 620 F16 BHKW	01/01/2011 to 31/03/2011	5 740,25
КТЭС NC 620 K12 BHKW	01/01/2011 to 31/03/2011	
Газовый котел КЕ-10-14СО41	01/01/2011 to 31/03/2011	8 328,91
Факел УФ-Н30 ГФНГ-400	01/01/2011 to 31/03/2011	
Всего метана утилизировано:	01/01/2011 to 31/03/2011	15 958,56
Всего ЕСВ получено:	01/01/2011 to 31/03/2011	**15 869,38**

За период 01/04/11 по 30/06/11

Установка	Период	$тCO_2e$
КТЭС NC 620 F16 BHKW	01/04/2011 to 30/06/2011	5 156,36
КТЭС NC 620 F16 BHKW	01/04/2011 to 30/06/2011	6 348,01
КТЭС NC 620 K12 BHKW	01/04/2011 to 30/06/2011	
Газовый котел КЕ-10-14СО41	01/04/2011 to 30/06/2011	4 540,18
Факел КГУУ-5/8	01/04/2011 to 30/06/2011	4 871,63
Факел УФ-Н30 ГФНГ-400	01/04/2011 to 30/06/2011	
Всего метана утилизировано:	01/04/2011 to 30/06/2011	20 916,18
Всего ЕСВ получено:	01/04/2011 to 30/06/2011	**20 153,03**

За период 01/07/11 по 30/09/11

Установка	Период	$тCO_2e$
КТЭС NC 620 F16 BHKW	01/07/2011 to 30/09/2011	249,14
КТЭС NC 620 F16 BHKW	01/07/2011 to 30/09/2011	332,77
КТЭС NC 620 K12 BHKW	01/07/2011 to 30/09/2011	1 601,11
Газовый котел КЕ-10-14СО41	01/07/2011 to 30/09/2011	406,53
Факел КГУУ-5/8	01/07/2011 to 30/09/2011	2 670,89
Факел УФ-Н30 ГФНГ-400	01/07/2011 to 30/09/2011	
Всего метана утилизировано:	01/07/2011 to 30/09/2011	5 260,43
Всего ЕСВ получено:	01/07/2011 to 30/09/2011	**4 878,89**

A.4. Период мониторинга

Start date	01/08/2009 (КТЭС NC 620 F16 BHKW)
	17/08/2009 (КТЭС NC 620 F16 BHKW)
	01/01/2009 (КТЭС NC 620 K12 BHKW)
	04/09/2009 (Газовый котел КЕ-10-14СО41)
	01/01/2010 (Факел КГУУ-5/8)
	01/08/2009 (Факел УФ-Н30 ГНФГ-400)
End date	30/09/2011 (КТЭС NC 620 F16 BHKW)
	30/09/2011 (КТЭС NC 620 F16 BHKW)
	30/09/2011 (КТЭС NC 620 K12 BHKW)
	30/09/2011 (Газовый котел КЕ-10-14СО41)
	30/09/2011 (Факел КГУУ-5/8)
	30/09/2011 (Факел УФ-Н30 ГНФГ-400)

Start day and end day included.

A.5. Методология проекта

Утвержденная обобщенная методология ACM0008 / Версия 04 «Consolidated baseline methodology for coal bed methane, coal mine methane and ventilation air methane capture and use for power (electrical or motive) and heat and/or destruction by flaring» («Обобщенная методология составления базовой линии для метана угольных пластов, дегазационного метана, метана исходящих вентиляционных струй и его использования для выработки электрической и тепловой энергии и/или сжигания в установках КГУУ) использовалась для определения базового сценария ПСО [ACM0008].

План мониторинга, рекомендованный в «Утверждённой методологии построения базовой линии ACM0008», Версия 04, Разделы: 8 и 10, EB35, применен к проекту [ACM0008].

Основные замечания к Плану Мониторинга:

- план мониторинга будет модернизирован во время первой проверки;
- социальные индикаторы, такие как количество задействованных людей, отчёты о мерах безопасности, отчёты о проведённом обучении, и т.д., будут доступны проверяющему;
- экологические индикаторы, такие как выбросы пыли, NO_x, или SO_x будут доступны проверяющему. Данные индикаторы включаются в годовой отчёт, предоставляемый региональному контролирующему органу;
- уменьшение эмиссий CH_4 и N_2O не будет заявлено, как указано в разделе B.3 и, следовательно, не будут отслеживаться. Это консервативный подход в соответствие с ACM0008;
- согласно ACM0008 измеряется только метан, сокращенный в проекте.

A.6. Реализация Проекта

В рамках проекта предполагалась утилизировать метана на четырех угледобывающих предприятиях:

1. Шахта «Им. С.М. Кирова»:
   - переоборудование котельных, работающих на угле, горелками для сжигания метана и выработки тепловой энергии;

- монтаж до 25 газомоторных станций для комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;
- монтаж до 3 установок КГУУ-5/8 для сжигания метана.

2. ОАО «Шахта Полысаевская»:
   - переоборудование котельной, работающей на угле, горелками для сжигания метана и выработки тепловой энергии;
   - монтаж до 37 газомоторных станций для комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;
   - монтаж до 6 установок КГУУ-5/8 для сжигания метана.
3. ОАО «Шахта Октябрьская»:
   - переоборудование котельной, работающей на угле, горелками для сжигания метана и выработки тепловой энергии;
   - монтаж до 23 газомоторных станций для комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;
   - монтаж до 2 установок КГУУ-5/8 для сжигания метана.
4. Шахта «Им. 7 Ноября»:
   - установка испытательного оборудования для проведения эксперимента по утилизации вентиляционного метана, поступающего из систем проветривания угольных шахт;
   - установка оборудования по утилизации дегазационного метана шахты «Комсомолец», включающая:
     - оснащение угольной котельной горелками для сжигания метана и выработки тепловой энергии;
     - оснащение блочно-модульной котельной горелками для сжигания метана в целях производства тепловой энергии;
     - до 24 газомоторных станций для комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;
     - до 2 установок КГУУ-5/8 для сжигания метана.

Метан поступает к установкам в следующем порядке: сначала к газомоторным станциям, затем к котельным, а в установке КГУУ-5/8 сжигается оставшееся количество метана. Начало утилизации метана 01.01.09 на КТЭС NC 620 K12 BHKW. По проекту планировалось введение установок по плану см. табл. А-2.

Table A-2 - Installation plan of the project

unit	installation date		firing capacity	product	efficiency*
	planning	in fact			
Kirova					
upgrade of the boiler	Aug 2008	Sep. 2009	10.3 MW	hot water	99.5 %
flare No: 1	Apr 2008	Aug . 2009	5 MW	methane destruction	99.5%
flare No: 2	Jun 2008	Jan. 2010	5 MW	methane destruction	99.5%
flare No: 3	Aug 2008	no	5 MW	methane destruction	99.5%
cogeneration unit 1	Apr 2008	Jan. 2009	approx. 4.3 MW	power and hot water	99.5 %
cogeneration units 2-3	Aug 2008	Aug. 2009	2 x 4.3 MW	power and hot water	99.5 %
cogeneration units 4-6	Oct 2008	no	3 x 4.3 MW	power and hot water	99.5 %
cogeneration units 7-16	Apr 2009	no	10 x 4.3 MW	power and hot water	99.5 %
cogeneration units 17-25	Jul 2009	no	9 x 4.3 MW	power and hot water	99.5 %
Polysayevskaya					
upgrade of the boiler	Aug 2008	no	10.3 MW	hot water	99.5 %
flare No: 1	Apr 2008	no	5 MW	methane destruction	99.5%
flare No: 2-6	Jun 2008	no	5 x 5 MW	methane destruction	99.5%
cogeneration unit 1	Jun 2008	no	4.3 MW	power and hot water	99.5 %
cogeneration units 2-4	Oct 2008	no	3 x 4.3 MW	power and hot water	99.5 %
cogeneration units 5-10	Apr 2009	no	6 x 4.3 MW	power and hot water	99.5 %
cogeneration units 11-16	Jul 2009	no	6 x 4.3 MW	power and hot water	99.5 %
cogeneration units 17-33	Apr 2011	no	17 x 4.3 MW	power and hot water	99.5 %
cogeneration units 34-35	Apr 2012	no	2 x 4.3 MW	power and hot water	99.5 %
cogeneration units 36-37	Oct 2012	no	2 x 4.3 MW	power and hot water	99.5 %
Oktyabrskaya					
upgrade of the boiler	Aug 2008	no	10.3 MW	hot water	99.5 %
flares No: 1-2	Aug	no	2 x 5 MW	methane destruction	99.5%

	2008				
cogeneration unit 1	Jun 2008	no	1 x 4.3 MW	power and hot water	99.5 %
cogeneration units 2-3	Aug 2008	no	2 x 4.3 MW	power and hot water	99.5 %
cogeneration units 4-9	Apr 2009	no	6 x 4.3 MW	power and hot water	99.5 %
cogeneration units 10-14	Jul 2009	no	5 x 4.3 MW	power and hot water	99.5 %
cogeneration units 15-18	Oct 2009	no	4 x 4.3 MW	power and hot water	99.5 %
cogeneration units 19-23	Apr 2010	no	5 x 4.3 MW	power and hot water	99.5 %
7 Noyabrya					
upgrade of the boiler	Aug 2008	no	10.3 MW	hot water	99.5 %
modular boiler	Aug 2008	no	0.7 MW	hot water	99.5%
flare No: 1	Jun 2008	no	5 MW	methane destruction	99.5%
flare No: 2	Aug 2008	no	5 MW	methane destruction	99.5%
cogeneration unit 1	Jun 2008	no	1 x 4.3 MW	power and hot water	99.5 %
cogeneration units 2-5	Oct 2008	no	4 x 4.3 MW	power and hot water	99.5 %
cogeneration units 6-12	Apr 2009	no	7 x 4.3 MW	power and hot water	99.5 %
cogeneration units 13-18	Jul 2009	no	6 x 4.3 MW	power and hot water	99.5 %
cogeneration units 19-24	Oct 2009	no	6 x 4.3 MW	power and hot water	99.5 %
VAM utilisation test plant	Aug 2010	no	n.n.	n.n.	99.5 %

В настоящее время реализация проекта включает разработку, проектирование, конструирование и ввод в эксплуатацию систем утилизации каптируемого метана на Шахте «Им. С.М. Кирова». Запущенно в промышленную эксплуатацию три КТЭС (теплоэлектростанция), один газовый котел и две факельных установки. Отклонения от графика ввода в эксплуатацию вызваны техническими проблемами, сопровождаемыми строительно-монтажными и пусконаладочными работами утилизационных установок, а также экономическими проблемами, появившимися в результате кризиса лета 2008 г.

Таблица А-3 – Ввод установок в эксплуатацию

Unit	Planned installation date, as stated in the PDD	Утилизировано в CO_2э	Ввод в эксплуатацию
КТЭС NC 620 F16 BHKW №1	Oct 2008	36 800,20	Aug. 2009
КТЭС NC 620 F16 BHKW №2	Oct 2008	55 546,80	Aug. 2009

КТЭС NC 620 K12 BHKW	Jul 2008	10 452,27	Jan. 2009
ГАЗОВЫЙ КОТЕЛ КЕ-10-14СО41	Aug 2008	29 912,83	Sep. 2009
Факел КГУУ-5/8	Jun 2008	7 542,52	Jan. 2010
Факел УФ-Н30 ГФНГ-400	Aug 2008	0	Aug . 2009

А.7. Участники проекта

Таблица А-4 – Участники проекта

Задействованная сторона (*принимающая сторона)	**Участник проекта – организация (действующая)**	**Укажите, желает ли сторона считаться участником проекта (Да/Нет)**
Россия (*принимающая сторона)	ОАО «СУЭК-Кузбасс»	Нет

А.8. Снижение выбросов

Таблица А-5 – Сокращение выбросов за первый и второй кредитный периоды (2008-2012 гг. и 2013-2017 гг.)

Год	Расчет годовых сокращений выбросов в $тCO_2э$	Фактическое сокращение выбросов в $тCO_2э$
1-ый кредитный период 2008- 2012 гг.		
2008	565 238	-
2009	3 246 052	97 440,87
2010	4 250 027	
2011	4 832 915	40 901,30
2012	5 004 327	
Общее количество сокращений выбросов за кредитный период ($тCO_2э$)	17 898 558	138 342,17
Среднее годовое рассчитанное сокращение выбросов за кредитный период ($тCO_2э$)	3 579 712	46 114,06

Таблица А-6 – Ожидаемый объем сокращения эмиссии за период 2013-2017 гг.

2-ой кредитный период 2013- 2017 гг.	
Год	Расчетное сокращение эмиссии в год ($тCO_2э$)
2013	5 117 802
2014	5 117 802
2015	5 117 802
2016	5 117 802
2017	5 117 802
Общее количество сокращений выбросов за период ($тCO_2э$)	25 589 011
Среднее годовое расчетное сокращение выбросов за период ($тCO_2э$)	5 117 802

A.9. Контактная информация

109028, Россия, г. Москва, Серебряническая наб., д. 29.
Телефон: +7 (495) 795 25 38
Факс: +7 (495) 795 25 42
E-mail: office@suek.ru

Филиал ОАО «СУЭК-Кузбасс» в г. Ленинск-Кузнецкий:
652507, Кемеровская область, г. Ленинск-Кузнецкий, ул. Васильева, д. 1.
Телефон: +7 (384 56) 2 79 65
E-mail: a.p.sadov@mail.ru

РАЗДЕЛ В. ОСНОВНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО МОНИТОРИНГУ

В.1. Оборудование для мониторинга

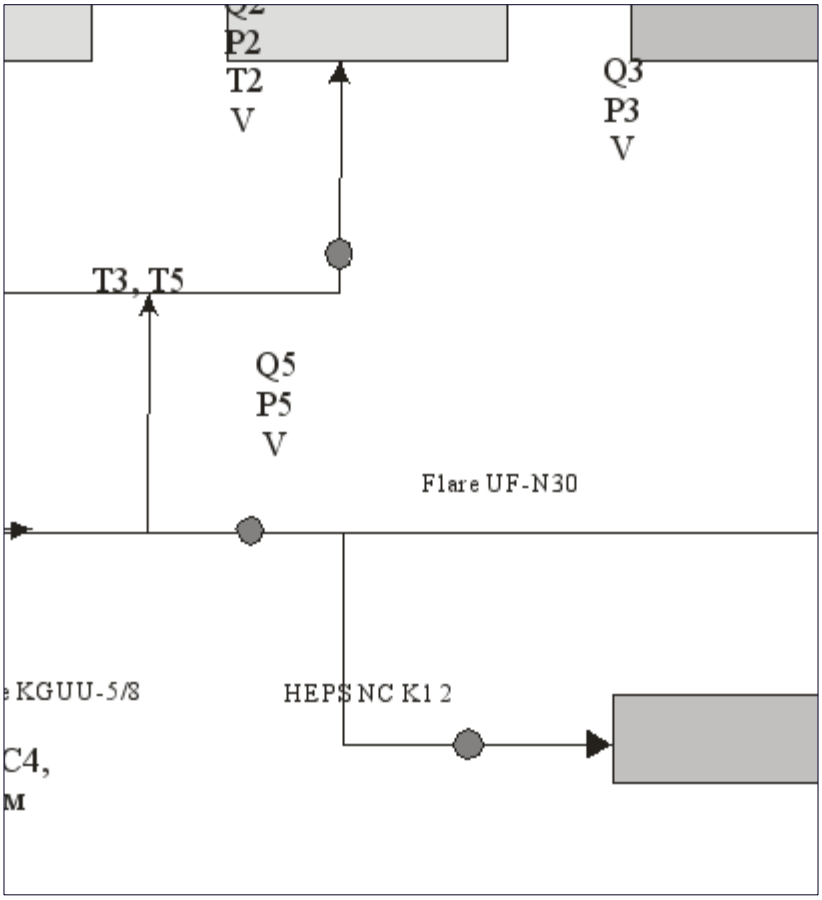

Рис. В.1.: Схема установки измерительных приборов:
C_i – концентрация метана в метановоздушной смеси, %;
Q_i – дебит (расход), $м^3/с$; V – скорость потока, м/с;
t_i – температура смеси, °С; Pi – давление смеси, ат (в атмосферах)

Таблица В.1. Информация об КИП и А

п/п	Измеряемый параметр	Метод измерения	Производитель прибора	Тип прибора	Серийный номер	Периодичность измерений	Период работы
C_1, C_2, C_3, C_4	Концентрация CH_4	Принцип измерения датчика	«Оптико-механический завод»	ШИ-12 (старый прибор)	Уст. 1: 100289 Уст. 2: 200205 Уст. 3: 200498 Уст. 4: 300369 Уст. 5: 700089 Уст. 6: 800145 Уст. 7: 800575 Уст. 8: 800603 Уст. 9: 800890	4 часа	1января 2009- 12 октября 2010 гг.
C_1, C_2,	Концентрация CH_4	Принцип измерения	НПЦ АТБ	М 02 (новый прибор)	Уст. 1: 720 Уст. 2: 721	4 часа	С 12 октября 2010г. по

C_3, C_4		датчика			Уст. 3: 722 Уст. 4: 723 Уст. 5: 724 Уст. 6: 725 Уст. 7: 726 Уст. 8: 727 Уст. 9: 728 Уст. 10: 729		настоящее время.
V	Скорость потока	Принцип измерения датчика	ООО «ТестЭйр»	ТАММ-20	Уст. 1: 50	4 часа	С 1 января 2009г. по настоящее время.
Q_1	Преобразователь давления и разности давлений	Принцип измерения датчика	Honeywell International Inc.	STD9224-E1A	Уст. 1: C3086592001001	4 часа	С 1 января 2009г. по настоящее время.
Q_2	Преобразователь давления и разности давлений	Принцип измерения датчика	Honeywell International Inc.	STD9224-E1A	Уст. 1: C3086592001002	4 часа	С 1 января 2009г. по настоящее время.
Q_3	Расходомер газовый	Принцип измерения датчика	ЗАО «ПГ Метран»	Метран-350 SFA	Уст. 1: 8446030	4 часа	С 1 января 2009г. по настоящее время.
Q_4	Преобразователь давления и разности давлений	Принцип измерения датчика	Honeywell International Inc.	STD9224-E1A	Уст. 1: C3086592001003	4 часа	С 1 января 2009г. по настоящее время.
Q_5	Расходомер газовый	Принцип измерения датчика	ЗАО «ПГ Метран»	Метран-350 SFA	Уст. 1: 8446029	4 часа	С 1 января 2009г. по настоящее время.
$P_{атм}$	Давление	Принцип измерения датчика	ООО «Элипс»	МБГО-2	Уст. 1: 041	4 часа	С 1 января 2009г. по 26 января 2010 г.
$P_{атм}$	Давление	Принцип измерения датчика	ООО «Элипс»	МБГО-2	Уст. 1: 169	4 часа	С 26 января 2010 г по настоящее время.
P_1	Давление	Принцип измерения датчика	Noeding Messtechnik GmbH	P121-EE5-311	Уст. 1: Ex812 127001	4 часа	С 1 января 2009г. по настоящее время.
P_2	Давление	Принцип измерения датчика	Noeding Messtechnik GmbH	P121-EE5-311	Уст. 1: Ex812 127002	4 часа	С 1 января 2009г. по настоящее время.
P_3	Давление	Принцип измерения датчика	ЗАО «ПГ Метран»	Метран-100-Ex-ДИВ- 1341	Уст. 1: 424342	4 часа	С 1 января 2009г. по настоящее время.
P_4	Давление	Принцип измерения датчика	Noeding Messtechnik GmbH	P121-EE5-311	Уст. 1: Ex812 124575	4 часа	С 1 января 2009г. по настоящее время.
P_5	Давление	Принцип измерения датчика	ЗАО «ПГ Метран»	Метран-100-Ex-ДИВ- 1341	Уст. 1: 423526	4 часа	С 1 января 2009г. по настоящее время.
$T_{атм}$	Температура	Принцип измерения датчика	ООО «ТестЭйр»	ТАММ-20	Уст. 1: 50	4 часа	С 1 января 2009г. по настоящее время.
T_1	Температура	Принцип измерения датчика	WIKA Alexander Wiegand GmbH & Co. KG	TR10-H	Уст. 1: 071081	4 часа	С 1 января 2009г. по настоящее время.
T_2	Температура	Принцип измерения датчика	WIKA Alexander Wiegand GmbH & Co. KG	TR10-H	Уст. 1: 071082	4 часа	С 1 января 2009г. по настоящее время.
T_3,T_5	Температура	Принцип измерения датчика	ЗАО «ПГ Метран»	Метран-274-05	Уст. 1: 621730	4 часа	С 1 января 2009г. по настоящее время.
T_4	Температура	Принцип измерения датчика	WIKA Alexander Wiegand GmbH & Co. KG	TR10-H	Уст. 1: 071083	4 часа	С 1 января 2009г. по настоящее время.
	Объем сожжен-ного метана	Расчет			-	4 часа	С 1 января 2009г. по настоящее время.

B.2. Калибровка приборов

Таблица B.2. Калибровка приборов

п/п	Измеряемый параметр	Класс точности измерений	Период калибровки	Дата последней калибровки	Организация, проводящая калибровку
C_1, C_2, C_3, C_4	Концентрация CH_4	0,5%	Раз в год	Уст. 1: 13.04.2011 г Уст. 2: 08.09.2010 г Уст. 3: 24.11.2010 г Уст. 4: 13.10.2010 г Уст. 5: 13.04.2011 г Уст. 6: 25.08.2010 г Уст. 7: 13.04.2011 г Уст. 8: 13.04.2011 г Уст. 9: 15.12.2010 г	ЦСМ
C_1, C_2, C_3, C_4, C_5	Концентрация CH_4	3 %	Раз в год	18.08.2010 г.	ЦСМ
V	Скорость потока	(0,05+0,06V) м/с	Раз в год	16.05.2011 г.	ЦСМ
Q_1	Преобразователь давления и разности давлений	0,01 %	Раз в три года	28.04.2011 г.	ЦСМ
Q_2	Преобразователь давления и разности давлений	0,01 %	Раз в три года	28.04.2011 г.	ЦСМ
Q_3	Расходомер газовый	±(1,1-3,0)	Раз в два года	17.06.2011 г.	ЦСМ
Q_4	Преобразователь давления и разности давлений	0,01 %	Раз в три года	28.04.2011 г.	ЦСМ
Q_5	Расходомер газовый	±(1,1-3,0)	Раз в два года	17.06.2011 г.	ЦСМ
$P_{атм}$	Давление	(50+0,001$P_{иа}$) Па (5+0,015$P_{ид}$) Па	Раз в год	29.07.2011 г.	ЦСМ
$P_{атм}$	Давление	(50+0,001$P_{иа}$) Па (5+0,015$P_{ид}$) Па	Раз в год	10.05.2011 г.	ЦСМ
P_1	Давление	0,2 %	Раз в два года	28.04.2011 г.	ЦСМ
P_2	Давление	0,5 %	Раз в два года	28.04.2011 г.	ЦСМ
P_3	Давление	0,2 %	Раз в два года	13.07.2010 г.	ЦСМ
P_4	Давление	0,2 %	Раз в два года	17.05.2011 г.	ЦСМ
P_5	Давление	0,2 %	Раз в два года	13.07.2010 г.	ЦСМ
$T_{атм}$	Температура	1°C	Раз в год	16.05.2011 г.	ЦСМ
T_1	Температура	0,25 °C	Раз в два года	28.04.2011 г.	ЦСМ
T_2	Температура	0,25 °C	Раз в два года	28.04.2011 г.	ЦСМ
T_3,T_5	Температура	0,5 °C	Раз в год	13.07.2010 г.	ЦСМ
T_4	Температура	0,25 °C	Раз в два года	17.05.2011 г.	ЦСМ
	Объем сожженного метана				

B.3. Сбор данных

Таблица B.3.1. Данные для сбора по умолчанию

Идентификац. номер	Переменные данные	Источник данных	Единица измерения
P1 PE_y	Эмиссии по проекту в год	Данные мониторинга	$тCO_2э$
P2 PE_{ME}	Эмиссии по проекту от использования энергии для каптирования и использования метана	Данные мониторинга	$тCO_2э$
P3 PE_{MD}	Эмиссии по проекту от утилизации метана	Данные мониторинга	$тCO_2э$
P4 PE_{UM}	Эмиссии по проекту от не сожженного метана	Данные мониторинга	$тCO_2э$
P5 $CONS_{ELEC,PJ}$	Потребление дополнительного электричества по проекту	Счётчик электричества	кВт* ч
P8 $CEF_{ELEC,PJ}$	Коэффициент углеродной эмиссии $CONS_{ELEC,PJ}$	Расчитывается в соответствии с методологией	$тCO_2э$
P11 MD_{FL}	Метан, сожженный в факеле	Данные мониторинга	$тCH_4$
P12 MM_{FL}	Метан, сожженный в факелах	Датчик потока	$тCH_4$
P13 PE_{Flare}	Проектная эмиссия от сжигания в факеле остаточного газа	Данные мониторинга	$тCO_2э$
P14 MD_{ELEC}	Метан, использованный для генерации энергии	Данные мониторинга	$тCH_4$
P15 MM_{ELEC}	Метан, поставляемый на электростанции	Датчик потока	$тCH_4$
P16 Eff_{ELEC}	Продуктивность утилизации метана / окисление на электростанции	IPCC	-
P17 MD_{HEAT}	Метан, использованный для производства тепла	Данные мониторинга	$тCH_4$
P18 MM_{HEAT}	Метан, отправленный в котельную	Датчик потока	$тCH_4$
P19 Eff_{HEAT}	Продуктивность утилизации метана / окисление на теплостанции	IPCC	-
P23 CEF_{CH4}	Коэффициент эмиссии углерода для сожженного метана	IPCC	-
P24 CEF_{NMHC}	Коэффициент эмиссии углерода для сожженных не метановых углеводородов (различных)	Лабораторный анализ	-

P25 PC_{CH4}	Концентрация метана в извлечённом газе	IR измерения	%
P26 PC_{NMHC}	Концентрация не метановых углеводородов в шахтовом газе	Лабораторный анализ	%
P27 r	Соотношение между не метановыми углеводородами и метаном	Лабораторный анализ	%
P28 GWP_{CH4}	Потенциал метана для глобального потепления	IPCC	-

B.4. Операционная и управленческая структура

В PDD предусматривалось, что комплекты оборудования, установленные в рамках проекта, разработаны для полностью автоматической работы, так что обслуживающий их персонал только контролирует надлежащее функционирование оборудования и верность собранных и отслеженных данных. Но в связи с техническими (подобное оборудование никогда ранее не использовалось) и экономическими (кризис 2008 г.) трудностями данное оборудование не было приобретено и установлено вовремя. В связи с этим, измерения для мониторинга объема утилизированного метана проводились в ручном режиме приборами, приведенными в таблице B.1 ОМ.

В случае нарушений или чрезвычайных происшествий, оборудование автоматически отключится, таким образом, не произойдёт нежелательных выбросов. Подача шахтного метана будет заблокирована быстро реагирующими активными клапанами. Пять задерживающих приспособлений предотвращают обратную вспышку в трубопроводе шахтного метана с целью обеспечения безопасности для персонала и оборудования. Во время остановки работы оборудования, неиспользуемый шахтный метан будет выбрасываться угольной шахтой, как если бы он выбрасывался без проекта.

В случае аварии, на контрольный пост, где всегда присутствуют люди, подаётся аварийный сигнал. Дежурные сотрудники проводят проверку состояния оборудования и принимают решение по дальнейшим действиям, таким как устранение неисправности, направление ремонтной бригады, информирование менеджера проекта, пожарной бригады и т.п. Каждое чрезвычайное происшествие заносится в журнал.

Собранные данные хранятся в электронном виде, путем внесения в базу регистрации данных, а также в письменном виде журнала, записанные менеджером оборудования. Данные ежедневно считываются из журнала регистраций и вносятся и архивируются в центральной базе данных. База данных может быть обеспечена специальной Интернет-программой, позволяющей визуализировать, контролировать и анализировать содержащиеся в ней данные. Администратор базы данных ответственен за её надлежащую работу, создание резервных копий и надёжное сохранение данных.

Менеджер оборудования несёт ответственность за правильность внесённых в журнал данных и администрирование базы данных. Он должен регулярно сверять данные в электронном виде с данными, записанными от руки, проводить проверку сохранённых данных на предмет достоверности, ошибок, отклонений и

несоответствий. Все разночтения должны быть обсуждены с обслуживающей командой и персоналом, работающим на оборудовании, где происходит накопление опыта работы и мониторинга, оптимизируется эксплуатация оборудования, и результатом должен стать более аккуратный мониторинг.

Все сохранённые данные должны храниться в течение срока эксплуатации оборудования и далее, в течение 5 лет.

Менеджер оборудования несёт ответственность за подготовку стандартизированного еженедельного отчёта. Также в его обязанности входит подготовка итоговых ежемесячных и годовых отчётов, которые затем проверяются менеджером проекта.

Менеджер оборудования ведёт рабочий журнал, который содержит следующую информацию:

1. собрание и описание внесённых данных, необходимых для расчёта сокращений выбросов;
2. описание всех записей, сделанных во время регулярных проверок, включая предпринятые исправительные действия ;
3. внесённые вручную данные, полученные во время регулярных проверок;
4. определённые события;
5. все проведённые калибровки, включая протоколы калибровок.

Визуализация данных посредством Интернет-программы позволяет менеджеру проекта своевременно контролировать деятельность по проекту. Менеджер проекта и команда, ответственная за мониторинг, постоянно проводят проверку данных на предмет своевременного внесения, полноту и целостность. По крайней мере, ежемесячно проводится проверка достоверности данных.

Основываясь на вышеприведённой процедуре, менеджер проекта готовит детальный годовой отчёт, который должен быть подтверждён проверяющим.

Руководство проектом осуществляется сотрудниками ОАО «СУЭК-Кузбасс». Эксплуатация оборудования осуществляется сотрудниками угольных шахт совместно с персоналом поставщика когенерационных установок. Работники угольных шахт осуществляют сервис и обслуживание котельных и факельных установок совместно с сотрудниками ООО «Новен». Сервис и обслуживание когенерационных установок осуществляется персоналом производителя соответствующего оборудования или другими квалифицированными специалистами. Мониторинг проводится менеджером проекта со стороны ОАО «СУЭК-Кузбасс».

Ответственный персонал ООО «Новен» обучался обслуживанию установок утилизации ШМ и систем мониторинга в течение 8- недельного курса в Германии осенью 2005 года и 4-недельной программы осенью 2007. На этих курсах, проведённых A-TEC Anlagentechnik GmbH, также были объяснены базовые принципы торговли эмиссиями и полное описание мониторинга. Компания A-TEC Anlagentechnik GmbH уже эксплуатирует несколько комплектов оборудования по утилизации шахтного метана и систем мониторинга в Германии.

Эти обученные сотрудники представляют собой основу для команд инженеров, которые должны создать специализированную обслуживающую команду в России и инструктировать новый персонал, работающий на этом оборудовании и проводящий мониторинг, также и для этого проекта. В действительности, пока не установлена окончательная процедура обучения. Российский персонал приобрел опыт эксплуатации такого оборудования во время обучения на месте, в процессе работы с немецкой сервисной командой. В течение этого периода будет подготовлена и написана детальная Инструкция по Эксплуатации.

Рис. В.4.1.: Диаграмма менеджмента проекта

Рис. В.4.2.: Диаграмма менеджмента проекта на отдельно взятой шахте

РАЗДЕЛ С. РАСЧЕТ СОКРАЩЕНИЯ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ

С.1.1. Вариант 1: Мониторинг выбросов по проектному сценарию и базовому сценарию:

Мониторинг выбросов осуществлялся в соответствии с РД 15-09-2006 «Методические рекомендации о порядке дегазации угольных шахт» (Приложение №20. Рекомендации по контролю работы дегазационных систем).
Замеры производились переносными приборами ТАММ-20, МБГО-2, имеющими сертификаты об утверждение типа средств измерения.
Данные по приборам приведены в разделе В1.
Мониторинг осуществляется на каждую утилизационную установку отдельно:
- замерная станция №1: Подача МВС на КТЭС NC 620 F16 BHKW №1;
- замерная станция №2: Подача МВС на КТЭС NC 620 F16 BHKW №2;
- замерная станция №3: Подача МВС на газовый котёл КЕ-10-14СО;
- замерная станция №4: Подача МВС на КТЭС NC 620 K12 BHKW №3, КГУУ 5/8;
- замерная станция №5: Подача МВС на Факел УФ-Н30 ГФНГ;
- замерная станция №6: Подача МВС на Факел KGUU 5/8.

Данные по мониторингу за период времени с 01.01.2009 г. по 30.09.2011 г. указаны в Приложениях 1-6.

Таблица С.1. Собранные данные для контроля выбросов по проекту и порядок хранения этих данных

Идентификационный номер (Рекомендуется использовать номера для упрощения перекрестных ссылок с С.3)	**Переменные данные**	**Источник данных**	**Единица измерения**	**Измеренный (изм.), подсчитанный (подсч.) или оцененный (оцен.)**	**Частота проведения регистрации записей**	**Часть данных, подлежащих мониторингу**	**Способ хранения? (электронный/в бумажном виде)**	**Комментарии**
P1 PE_y	Эмиссии по проекту в год	Данные мониторинга	$тCO_2э$	Подсч.	Ежемесячно	100%	Электронный	Подсчитано с использованием формул в Разделе С.1.1.2, смотри ниже
P2 PE_{ME}	Эмиссии по проекту от использования энергии для каптирования и использования метана	Данные мониторинга	$тCO_2э$	Подсч.	Ежемесячно	100%	Электронный	Подсчитано с использованием формул в Разделе С.1.1.2, смотри ниже
P3 PE_{MD}	Эмиссии по проекту от утилизации метана	Данные мониторинга	$тCO_2э$	Подсч.	Ежемесячно	100%	Электронный	Подсчитано с использованием формул в Разделе С.1.1.2, смотри ниже
P4 PE_{UM}	Эмиссии по проекту от не сожженного метана	Данные мониторинга	$тCO_2э$	Подсч.	Ежемесячно	100%	Электронный	Подсчитано с использованием формул в Разделе С.1.1.2, смотри ниже
P5 $CONS_{ELEC,PJ}$	Потребление дополнительного электричества по проекту	Счётчик электричества	кВт*ч	Подсч.	Постоянно	100%	Электронный и в бумажном виде	Совокупное значение

P8 $CEF_{ELEC,PJ}$	Коэффициент углеродной эмиссии $CONS_{ELEC,PJ}$	Расчитывается в соответствии с методологией	$тCO_2э$	Подсч.	Ежегодно	Основные ТЭЦ	В бумажном виде	Подсчитано с использованием ACM0002
P11 MD_{FL}	Метан, сожженный в факеле	Данные мониторинга	$тCH_4$	Подсч.	Ежемесячно	100%	Электронный	Подсчитано с использованием формул в Разделе C.1.1.2, смотри ниже
~~P12~~ ~~MM_{FL}~~	~~Метан, сожженный в факелах~~	~~Датчик потока~~	~~$тCH_4$~~	~~Изм.~~	Каждые 4 часа	~~100%~~	~~Электронный~~	~~Датчики потока зарегистрируют объём газа, давление и температуру Плотность метана при нормальных условиях температуры и давления – 0,717 кг/м³ [DIN ISO 6976 (1995)] (1013 mbar, 273,15°K)~~

~~P13~~ ~~PE_{Flare}~~	~~Проектная эмиссия от сжигания в факеле остаточного газа~~	~~Данные мониторинга~~	~~$тCO_2э$~~	~~Изм./подсч.~~	Каждые 4 часа	~~100%~~	~~Электронный~~	~~Мониторинг параметров, примененных для определения проектной эмиссии от сжигания в факеле остаточного газа (PE_{Flare}) осуществлять согласно методологии «Инструмент определения проектных эмиссий от факельных газов, содержащих метан».~~
P14 MD_{ELEC}	Метан, использованный для генерации энергии	Данные мониторинга	$тCH_4$	Подсч.	Ежемесячно	100%	Электронный	Подсчитано с использованием формул в Разделе С.1.1.2, смотри ниже
P15 MM_{ELEC}	Метан, поставляемый на электростанции	Датчик потока	$тCH_4$	Изм. Таблица В.1 C_1, C_2, C_4 Q_1, Q_2, Q_4 P_1 , P_2 , P_4 T_1,T_2 ,T_4 V	Каждые 4 часа	100%	Электронный	Датчики потока регистрируют объём газа, давление и температуру Плотность метана при нормальных условиях температуры и давления - 0.717 кг/м³ [DIN ISO 6976 (1995)] (1013 mbar, 273,15°K)

P16 Eff_{ELEC}	Продуктивность утилизации метана / окисление на электростанции	IPCC	-	Оцен.	Постоянно	100%	В бумажном виде	Установлено 99,5% (IPCC)
P17 MD_{HEAT}	Метан, использованный для производства тепла	Данные мониторинга	$тCH_4$	Подсч.	Ежемесячно	100%	Электронный	Подсчитано с использованием формул в Разделе C.1.1.2, смотри ниже
P18 MM_{HEAT}	Метан, отправленный в котельную	Датчик потока	$тCH_4$	Изм. Таблица B.1 C_3 Q_3 P_3 T_3 V	Каждые 4 часа	100%	Электронный	Датчики потока регистрируют объём газа, давление и температуру Плотность метана при нормальных условиях температуры и давления – 0,717 кг/м³ [DIN ISO 6976 (1995)] (1013 mbar, 273,15°K)
P19 Eff_{HEAT}	Продуктивность утилизации метана / окисление на теплостанции	IPCC	-	Оцен.	Постоянно	100%	В бумажном виде	Установлено 99,5% (IPCC)
P23 CEF_{CH4}	Коэффициент эмиссии углерода для сожженного метана	IPCC	-	Оцен.	Постоянно	100%	В бумажном виде	Установлено на 2,75 $тCO_2э/тCH_4$

P24 CEF_{NMHC}	Коэффициент эмиссии углерода для сожженных не метановых углеводородов (различных)	Лабораторный анализ	-	Подсч.	Ежегодно	Основные компоненты	В бумажном виде	Подсчитано, если применимо, основываясь на лабораторном анализе. (См. P26)
P25 PC_{CH4}	Концентрация метана в извлечённом газе	IR измерения	%	Изм. Таблица B.1 C_1, C_2, C_3, C_4	Каждые 4 часа	100%	Электронный	Измерения
P26 PC_{NMHC}	Концентрация не метановых углеводородов в шахтовом газе	Лабораторный анализ	%	Изм.	Ежегодно	Основные компоненты	В бумажном виде	Использовано для проверки, если больше 1% эмиссий и для вычисления r
P27 r	Соотношение между не метановыми углеводородам и и метаном	Лабораторный анализ	%	Подсч.	Ежегодно	100%	В бумажном виде	Подсчитано, если применимо, основываясь на лабораторном анализе.
P28 GWP_{CH4}	Потенциал метана для глобального потепления	IPCC	-	Оцен.	Постоянно	100%	В бумажном виде	Установлено на 21

C.1.1.1. Описание формул, используемых для оценки выбросов, предусмотренных проектом (для каждого газа, источника, формулы/алгоритмы, единицы в тоннах CO_2э)

Расчет выбросов, предусмотренных проектом, за период времени с 01.01.2009 г. по 31.12.2010 г.

Выбросы по проекту определяются следующим выражением

$$PE_y = PE_{ME} + PE_{MD} + PE_{UM} = 260{,}92 + 12\,786{,}98 + 490{,}6 = 13\,538{,}4 \text{ т}CO_2\text{э}, \quad (1)$$

где:

PE_y Проектная эмиссия в год (тCO_2э);

PE_{ME} Проектная эмиссия от использования энергии для каптации и утилизации метана (тCO_2э);

PE_{MD} Проектная эмиссия от сжигания метана (тCO_2э);

PE_{UM} Проектная эмиссия от не сожженного метана (тCO_2э).

Выбросы по проекту от использования электроэнергии для каптации и утилизации метана (PE_{ME}) рассчитываются по следующему выражению:

$PE_{ME} = \sum CONS_{ELEC,PJ} \times CEF_{ELEC,PJ} = 441{,}09 \times 0{,}59 = 260{,}92$ тCO_2э, (2)

где:

PE_{ME} Проектная эмиссия от использования энергии для каптации, утилизации или сжигания метана (тCO_2э);

$CONS_{ELEC,PJ}$ Дополнительное потребление электроэнергии для каптации, утилизации или сжигания метана (кВт*ч);

$CEF_{ELEC,PJ}$ Коэффициент углеродной эмиссии для электроэнергии потребляемой шахтой (тCO_2/МВт*ч).

Определяем $CONS_{ELEC,PJ}$ для КТЭС NC 620 F16 BHKW №1:

$CONS_{ELEC,PJ=}$ 5 829 x 0,025= 145,75 кВт*ч,

где:

5 829 – количество отработанных часов КТЭС NC 620 F16 BHKW №1 за период времени с 01.01.2009 г. по 31.12.2010 г.;

25 – кВтч, количество электроэнергии, потребляемой установкой производства энергии КТЭС NC 620 F16 BHKW №1.

Определяем $CONS_{ELEC,PJ}$ для КТЭС NC 620 F16 BHKW №2:

$CONS_{ELEC,PJ=}$ 8 309 x 0,025= 207,73 кВт*ч,

где:

8 309 – количество отработанных часов КТЭС NC 620 F16 BHKW №2 за период времени с 01.01.2009 г. по 31.12.2010 г.;

25 – кВтч, количество электроэнергии, потребляемой установкой производства энергии КТЭС NC 620 F16 BHKW №2.

Определяем $CONS_{ELEC,PJ}$ для КТЭС NC 620 K12 BHKW №3:

$CONS_{ELEC,PJ=}$ 4 381 x 0,020= 87,62 кВт*ч,

где:

4 381 – количество отработанных часов КТЭС NC 620 K12 BHKW №3 за период времени с 01.01.2009 г. по 31.12.2010 г.;

20 – кВтч, количество электроэнергии, потребляемой установкой производства энергии КТЭС NC 620 K12 BHKW №3.

Определяем суммарное количество электроэнергии, потребляемой КТЭС NC 620 F16 BHKW №1, КТЭС NC 620 F16 BHKW №2, КТЭС NC 620 K12 BHKW №3:

$\sum CONS_{ELEC,PJ}$ =145,75 +207,73 +87,62=441,09 кВт*ч,

$CEF_{ELEC,PJ} = Rm \times Pm/1000 \times GEF_{CH4} = 300 \times 0{,}717 / 1000 \times 2{,}75 = 0{,}59$ тCO_2/МВт*ч,

где:

Rm расход метана для генерации 1 МВт*ч электроэнергии, с учётом непроизводительных потерь на КТЭС, м³;

Pm плотность метана, кг/ м³.

На все установки утилизации подаётся шахтный метан из дегазационной системы угольных шахт. Давление подаваемого шахтного метана обеспечено дегазационной системой и достаточно для функционирования всех установок утилизации, причем

отсутствует необходимость в дополнительной компрессии. Дегазационная система функционирует постоянно в целях обеспечения безопасности горных работ на угольных шахтах. Дегазационная система также будет функционировать при отсутствии проекта; в этом случае метан будет просто выбрасываться в атмосферу. Таким образом, использование электроэнергии для каптации метана находится вне рамок проекта и принимается во внимание только часть утилизированного метана.

Высокотемпературные сжигательные установки нуждаются только в небольшом количестве дополнительной электроэнергии для их работы – только для устройств измерения и контроля. Потребление электроэнергии несущественно и не принимается в расчет.

Модернизированная котельная для утилизации шахтного метана требует меньше электроэнергии, чем старые котельные, работающие на угле. В отсутствие проекта генерация тепла будет в дальнейшем производиться на угольных котельных. В случае проекта будет потреблено меньше электроэнергии. С целью консервативного подхода $CONS_{ELEC,PJ}$ принимается равной нулю.

Когенерационные установки нуждаются в дополнительной электроэнергии, особенно для вентиляторов охлаждения. Количество электроэнергии, потребляемой установками производства энергии, принимается в расчёт как $CONS_{ELEC,PJ}$.

Выбросы по проекту от сжигания метана (PE_{MD}) могут быть рассчитаны по следующему выражению:

PE_{MD}= (MD_{FL} + MD_{ELEC} + MD_{HEAT}) x (CEF_{CH4} + r x CEF_{NMHC}) = (0 + 3860,71 + 788,29) × (2,75+ 0,000 16 × 2,95) = 12 786,98 тCO_2э, (3)

при:

r = PC_{NMHC} / PC_{CH4} = 0,00583 / 35,6 = 0,00016, (4)

где:

PE_{MD} Выбросы по проекту от сжигания метана (тCO_2э);

MD_{FL} Количество метана, сжигаемого в высокотемпературных факельных установках (тCH_4);

MD_{ELEC} Количество метана, сжигаемого для производства электроэнергии;

MD_{HEAT} Количество метана, сжигаемого для производства тепла;

CEF_{CH4} Коэффициент выбросов CO_2 для сжигаемого метана (2,75 тCO_2э/тCH_4);

CEF_{CH4} =2,75;

CEF_{NMHC} Коэффициент выбросов CO_2 для сжигаемых не метановых углеводородов (различных) (тCO_2э/т NMHC);

CEF_{NMHC} = 2,95;

r Соотношение между не метановыми углеводородами и метаном (данные взяты по результатам лабораторного анализа проб метановоздушной смеси);

Pc_{CH4} Концентрация метана (по массе) в извлеченном газе (%);

Pc_{NMHC} Концентрация не метановых углеводородов (по массе) в извлеченном газе (%).

Объем газа сжигаемого зависит от эффективности процесса сжигания в факеле:

MD_{ELEC} = MM_{ELEC} x Eff_{ELEC} = 3880,11 x 0,995 = 3860,71 т CH_4, (7)

где:
MD_{ELEC} Метан, используемый для выработки электроэнергии (тCH_4);
MM_{ELEC} Замеренный объем метана, направленный на энергоустановку (тCH_4);
Eff_{ELEC} Эффективность сжигания/окисления метана в энергоустановке (принята 99,5% согласно IPCC);

MD_{HEAT} = MM_{HEAT} x Eff_{HEAT} = 792,25 x 0,995 = 788,29 тCH_4, (8)

где:
MD_{HEAT} Метан, сжигаемый при производстве тепла (тCH_4);
MM_{HEAT} Замеренный объем метана, направленный на котельную (тCH_4);
Eff_{HEAT} Эффективность сжигания /окисления метана в котельной (принята 99,5% согласно IPCC).
Метан, несожженный в результате проектной деятельности (PE_{UM}), можно рассчитать по формуле:

$$PE_{UM} = [GWP_{CH4} x \sum_i MM_i x(1 - Eff_i)] + PE_{Flare} = 21x(3860,71 + 788,29) x(1 - 0,995) = 490,6 mCO2э,$$

(9,10)

где:
PE_{UM} Эмиссия по проекту от несожженного метана (тCO_2э);
GWP_{CH4} Потенциал метана в глобальном потеплении (21 тCO_2э/тCH4);
i Утилизация метана (производство тепла и электроэнергии);
MM_i Замеренный объем метана направленный на утилизацию в i (тCH_4);
Eff_i Эффективность сжигания метана при утилизации в i (%);
PE_{Flare} Эмиссия по проекту от несожженного метана (CH_4), выраженная в эквиваленте CO_2 от сжигания в факеле остаточного газа (тCO_2э).

Расчет выбросов, предусмотренных проектом, за период времени с 01.01.2011 г. по 31.03.2011 г.
Выбросы по проекту определяются следующим выражением:

$PE_y = PE_{ME} + PE_{MD} + PE_{UM}$ = 23,23 + 2 081,44 + 79,79 = 2 184,47 тCO_2э, (1)

где:
PE_y Проектная эмиссия в год (тCO_2э);
PE_{ME} Проектная эмиссия от использования энергии для каптации и утилизации метана (тCO_2э);
PE_{MD} Проектная эмиссия от сжигания метана (тCO_2э);

PE_{UM} Проектная эмиссия от несожженного метана ($тCO_2э$).

Выбросы по проекту от использования электроэнергии для каптации и утилизации метана (PE_{ME}) рассчитываются по следующему выражению:

$PE_{ME} = \sum CONS_{ELEC,PJ} \times CEF_{ELEC,PJ} = 39,27 \times 0,59 = 23,23$ $тCO_2э$, (2)

где:

PE_{ME} Проектная эмиссия от использования энергии для каптации, утилизации или сжигания метана ($тCO_2э$);

$CONS_{ELEC,PJ}$ Дополнительное потребление электроэнергии для каптации, утилизации или сжигания метана (кВт*ч);

$CEF_{ELEC,PJ}$ Коэффициент углеродной эмиссии для электроэнергии потребляемой шахтой ($тCO_2$/МВт*ч).

На все установки утилизации подаётся шахтный метан из дегазационной системы угольных шахт. Давление подаваемого шахтного метана обеспечено дегазационной системой и достаточно для функционирования всех установок утилизации, причем отсутствует необходимость в дополнительной компрессии. Дегазационная система функционирует постоянно в целях обеспечения безопасности горных работ на угольных шахтах. Дегазационная система также будет функционировать при отсутствии проекта, в этом случае метан будет просто выбрасываться в атмосферу. Таким образом, использование электроэнергии для каптации метана находится вне рамок проекта и принимается во внимание только часть утилизированного метана.

Высокотемпературные сжигательные установки нуждаются только в небольшом количестве дополнительной электроэнергии для их работы – только для устройств измерения и контроля. Потребление электроэнергии несущественно и не принимается в расчет.

Модернизированная котельная для утилизации шахтного метана требует меньше электроэнергии, чем старые котельные, работающие на угле. В отсутствие проекта генерация тепла будет в дальнейшем производиться на угольных котельных. В случае проекта будет потреблено меньше электроэнергии. С целью консервативного подхода $CONS_{ELEC,PJ}$ принимается равной нулю.

Когенерационные установки нуждаются в дополнительной электроэнергии, особенно для вентиляторов охлаждения. Количество электроэнергии, потребляемой установками производства энергии, принимается в расчёт как $CONS_{ELEC,PJ}$.

Определяем $CONS_{ELEC,PJ}$ для КТЭС NC 620 F16 BHKW *№1:*

$CONS_{ELEC,PJ=}$ 400,88 x 25= 10,02 кВт*ч,

где:

400,88 – количество отработанных часов КТЭС NC 620 F16 BHKW №1 за период времени с 01.01.2011 г. по 31.03.2011 г.;

25 – кВтч, количество электроэнергии, потребляемой установкой производства энергии КТЭС NC 620 F16 BHKW №1.

Определяем $CONS_{ELEC,PJ}$ для КТЭС NC 620 F16 BHKW *№2:*

$CONS_{ELEC,PJ=}$ 1 169,90 x 25= 29,25 кВт*ч,
где:
1 169,90 – количество отработанных часов КТЭС NC 620 F16 BHKW №2 за период времени с 01.01.2011 г. по 31.03.2011 г.;
25 – кВт*ч, количество электроэнергии, потребляемой установкой производства энергии КТЭС NC 620 F16 BHKW №2.
Определяем $CONS_{ELEC,PJ}$ для КТЭС NC 620 K12 BHKW *№3:*
$CONS_{ELEC,PJ=}$ 0 x 20= 0 кВт*ч,
где:
0 – количество отработанных часов КТЭС NC 620 K12 BHKW №3 за период времени с 01.01.2009 г. по 31.12.2010 г.;
20 – кВт*ч, количество электроэнергии, потребляемой установкой производства энергии КТЭС NC 620 K12 BHKW №3.
Определяем суммарное количество электроэнергии, потребляемой КТЭС NC 620 F16 BHKW *№1, КТЭС* NC 620 F16 BHKW *№2, КТЭС* NC 620 K12 BHKW *№3:*
$\sum CONS_{ELEC,PJ}$ =10,02 + 29,25 = 39,27 кВт*ч;
$CEF_{ELEC,PJ} = Rm \times Pm/1000 \times GEF_{CH4} = 300 \times 0,717 / 1000 \times 2,75 = 0,59$ $тCO_2$/МВт*ч,
где:
Rm расход метана для генерации 1 МВт*ч электроэнергии, с учётом непроизводительных потерь на КТЭС, м³;
Pm плотность метана, кг/ м³.
Выбросы по проекту от сжигания метана (PE_{MD}) могут быть рассчитаны по следующему выражению:
$PE_{MD}= (MD_{FL} + MD_{ELEC} + MD_{HEAT}) \times (CEF_{CH4} + r \times CEF_{NMHC}) = (0 + 361,5 + 394,63) \times (52,75+ 0,00093 \times 2,97) = 2\ 081,44$ $тCO_2э$, (3)
при:
$r = PC_{NMHC} / PC_{CH4} = 0,04219 / 45,56 = 0,00093$, (4)
где:
PE_{MD} Выбросы по проекту от сжигания метана ($тCO_2э$);
MD_{FL} Количество метана, сжигаемого в высокотемпературных факельных установках ($тCH_4$);
MD_{ELEC} Количество метана, сжигаемого для производства электроэнергии;
MD_{HEAT} Количество метана, сжигаемого для производства тепла;
CEF_{CH4} Коэффициент выбросов CO_2 для сжигаемого метана (2,75 $тCO_2э/тCH_4$);
CEF_{CH4} =2,75;
CEF_{NMHC} Коэффициент выбросов CO_2 для сжигаемых не метановых углеводородов (различных) ($тCO_2э$/т NMHC);
CEF_{NMHC} = 2,97;
r Соотношение между не метановыми углеводородами и метаном;
Pc_{CH4} Концентрация метана (по массе) в извлеченном газе (%).
Pc_{NMHC} Концентрация не метановых углеводородов (по массе) в извлеченном газе (%). Объем газа сжигаемого зависит от эффективности процесса сжигания в факеле:

$MD_{ELEC} = MM_{ELEC} \times Eff_{ELEC} = 363,32 \times 0,995 = 361,5$ тCH_4, (7)

где:

MD_{ELEC} Метан, используемый для выработки электроэнергии (тCH_4);

MM_{ELEC} Замеренный объем метана, направленный на энергоустановку (тCH_4);

Eff_{ELEC} Эффективность сжигания/окисления метана в энергоустановке (принята 99,5% согласно IPCC).

$MD_{HEAT} = MM_{HEAT} \times Eff_{HEAT} = 396,61 \times 0,995 = 394,63$ тCH_4, (8)

где:

MD_{HEAT} Метан, сжигаемый при производстве тепла (тCH_4);

MM_{HEAT} Замеренный объем метана, направленный на котельную (тCH_4);

Eff_{HEAT} Эффективность сжигания /окисления метана в котельной (принята 99,5% согласно IPCC).

Метан, несожженный в результате проектной деятельности (PE_{UM}), можно рассчитать по формуле:

$$PE_{UM} = [GWP_{CH4} x \sum_i MM_i x(1 - Eff_i)] + PE_{Flare} = 21x(361,5 + 394,63) x (1 - 0,995) = 79,79 \text{ тт}CO2э \quad (9, 10)$$

где:

PE_{UM} Эмиссия по проекту от несожженного метана (тCO_2э);

GWP_{CH4} Потенциал метана в глобальном потеплении (21 тCO_2э/тCH4);

i Утилизация метана (производство тепла и электроэнергии);

MM_i Замеренный объем метана направленный на утилизацию в i (тCH_4);

Eff_i Эффективность сжигания метана при утилизации в i (%);

PE_{Flare} Эмиссия по проекту от несожженного метана (CH_4), выраженная в эквиваленте CO_2 от сжигания в факеле остаточного газа (тCO_2э).

Эмиссия по проекту от сжигания в факеле остаточного газа (PE_{Flare}) должна рассчитываться по методологии, изложенной в справочнике «Инструмент определения проектных эмиссий от факельных газов, содержащих метан». На основе данной методологии величина PE_{Flare} сможет рассчитываться по годам или на требуемый период времени.

Расчет выбросов, предусмотренных проектом, за период времени с 01.04.2011 г. по 30.06.2011 г.

Выбросы по проекту определяются следующим выражением

$PE_y = PE_{ME} + PE_{MD} + PE_{UM} = 34,57 + 2\,728,06 + 104,58 = 2\,867,21$ тCO_2э. (1)

где:

PE_y Проектная эмиссия в год y (тCO_2э);

PE_{ME} Проектная эмиссия от использования энергии для каптации и утилизации метана (тCO_2э);

PE_{MD} Проектная эмиссия от сжигания метана (тCO_2э);

PE_{UM} Проектная эмиссия от не сожженного метана (тCO_2э).

Выбросы по проекту от использования электроэнергии для каптации и утилизации метана (PE_{ME}) рассчитываются по следующему выражению:

$PE_{ME} = \sum CONS_{ELEC,PJ} \times CEF_{ELEC,PJ} = 58,44 \times 0,59 = 34,57$ тCO_2э. (2)

где:

PE_{ME} Проектная эмиссия от использования энергии для каптации, утилизации или сжигания метана (тCO_2э);

$CONS_{ELEC,PJ}$ Дополнительное потребление электроэнергии для каптации, утилизации или сжигания метана (МВтч);

$CEF_{ELEC,PJ}$ Коэффициент углеродной эмиссии для электроэнергии потребляемой шахтой (тCO_2/МВтч).

Определяем $CONS_{ELEC,PJ}$ для КТЭС NC 620 F16 BHKW №1:

$CONS_{ELEC,PJ} = 1\,109 \times 25 = 27,73$ МВт*ч;

где:

1 109 – количество отработанных часов КТЭС NC 620 F16 BHKW №1 за период времени с 01.04.2011 г. по 30.06.2011 г.;

25 – кВтч, количество электроэнергии, потребляемой установкой производства энергии КТЭС NC 620 F16 BHKW №1.

Определяем $CONS_{ELEC,PJ}$ для КТЭС NC 620 F16 BHKW №2:

$CONS_{ELEC,PJ} = 1\,229 \times 25 = 30,71$ МВт*ч;

где:

1229 – количество отработанных часов КТЭС NC 620 F16 BHKW №2 за период времени с 01.04.2011 г. по 30.06.2011 г.;

25 – кВтч, количество электроэнергии, потребляемой установкой производства энергии КТЭС NC 620 F16 BHKW №2.

Определяем $CONS_{ELEC,PJ}$ для КТЭС NC 620 K12 BHKW №3:

$CONS_{ELEC,PJ} = 0 \times 20 = 0$ МВт*ч;

где:

0 – количество отработанных часов КТЭС NC 620 K12 BHKW №3 за период времени с 01.04.2011 г. по 30.06.2011 г.;

20 – кВтч, количество электроэнергии, потребляемой установкой производства энергии КТЭС NC 620 K12 BHKW №3.

Определяем суммарное количество электроэнергии, потребляемой КТЭС NC 620 F16 BHKW №1, КТЭС NC 620 F16 BHKW №2, КТЭС NC 620 K12 BHKW №3:

$\sum CONS_{ELEC,PJ} = 27,7 + 30,71 = 58,44$ МВт*ч

$CEF_{ELEC,PJ}$ = Rm × Pm/1000 × GEF_{CH4} = 300 × 0,717 / 1000 × 2,75 = 0,59 тCO_2/МВт*ч,

где:

Rm расход метана для генерации 1 МВт*ч электроэнергии, с учётом непроизводительных потерь на КТЭС, м³;

Pm плотность метана, кг/ м³.

На все установки утилизации подаётся шахтный метан из дегазационной системы угольных шахт. Давление подаваемого шахтного метана обеспечено дегазационной системой и достаточно для функционирования всех установок утилизации, причем отсутствует необходимость в дополнительной компрессии. Дегазационная система функционирует постоянно в целях обеспечения безопасности горных работ на угольных шахтах. Дегазационная система также будет функционировать при отсутствии проекта; в этом случае метан будет просто выбрасываться в атмосферу. Таким образом, использование электроэнергии для каптации метана находится вне рамок проекта и принимается во внимание только часть утилизированного метана.

Высокотемпературные сжигательные установки нуждаются только в небольшом количестве дополнительной электроэнергии для их работы – только для устройств измерения и контроля. Потребление электроэнергии несущественно и не принимается в расчет.

Модернизированная котельная для утилизации шахтного метана требует меньше электроэнергии, чем старые котельные, работающие на угле. В отсутствие проекта генерация тепла будет в дальнейшем производиться на угольных котельных. В случае проекта будет потреблено меньше электроэнергии. С целью консервативного подхода $CONS_{ELEC,PJ}$ принимается равной нулю.

Когенерационные установки нуждаются в дополнительной электроэнергии, особенно для вентиляторов охлаждения. Количество электроэнергии, потребляемой установками производства энергии, принимается в расчёт как $CONS_{ELEC,PJ}$.

Выбросы по проекту от сжигания метана (PE_{MD}) могут быть рассчитаны по следующему выражению:

PE_{MD}= (MD_{FL} + MD_{ELEC} + MD_{HEAT}) × (CEF_{CH4} + r × CEF_{NMHC}) = (230,82 + 545,09 + 215,12) × (2,75+ 0,00093 × 2,97) = 2 728,06 тCO_2э. (3)

при:

r = PC_{NMHC} / PC_{CH4} = 0,04219 / 45,56 = 0,00093 ; (4)

где:

PE_{MD} Выбросы по проекту от сжигания метана (тCO_2э);

MD_{FL} Количество метана, сжигаемого в высокотемпературных факельных установках (тCH_4);

MD_{FL} = 230,82 тCH_4;

MD_{ELEC} Количество метана, сжигаемого для производства электроэнергии;

MD_{HEAT} Количество метана, сжигаемого для производства тепла;

CEF_{CH4} Коэффициент выбросов CO_2 для сжигаемого метана (2,75 тCO_2э/тCH_4);

CEF_{CH4} = 2,75;

CEF_{NMHC} Коэффициент выбросов CO_2 для сжигаемых не метановых углеводородов (различных); ($тCO_2э$/т NMHC);
CEF_{NMHC} = 2,97;
r Соотношение между не метановыми углеводородами и метаном (данные взяты по результатам лабораторного анализа проб метановоздушной смеси);
Pc_{CH4} Концентрация метана (по массе) в извлеченном газе (%);
Pc_{NMHC} Концентрация не метановых углеводородов (по массе) в извлеченном газе (%). Объем газа сжигаемого зависит от эффективности процесса сжигания в факеле:
$MD_{FL} = MM_{FL} \times Eff_{FL} = 231{,}98 \times 0{,}995 = 230{,}82$ $тCH_4$;
$MD_{ELEC} = MM_{ELEC} \times Eff_{ELEC} = 547{,}83 \times 0{,}995 = 545{,}09$ $тCH_4$; (7)
где:
MD_{ELEC} Метан, используемый для выработки электроэнергии ($тCH_4$);
MM_{ELEC} Замеренный объем метана, направленный на энергоустановку ($тCH_4$);
Eff_{ELEC} Эффективность сжигания/окисления метана в энергоустановке (принята 99,5 % согласно IPCC).
$MD_{HEAT} = MM_{HEAT} \times Eff_{HEAT} = 216{,}2 \times 0{,}995 = 215{,}12$ $тCH_4$. (8)
где:
MD_{HEAT} Метан, сжигаемый при производстве тепла ($тCH_4$);
MM_{HEAT} Замеренный объем метана, направленный на котельную ($тCH_4$);
Eff_{HEAT} Эффективность сжигания /окисления метана в котельной (принята 99,5 % согласно IPCC).
Метан, несожженный в результате проектной деятельности (PE_{UM}), можно рассчитать по формуле:

$$PE_{UM} = [GWP_{CH4} x \sum_i MM_i x(1 - Eff_i)] + PE_{Flare} = 21 \times (547{,}83 + 216{,}2 + 231{,}98) \times (1 - 0{,}995) = 104{,}58 \ m.$$

(9,10)

где:
PE_{UM} Эмиссия по проекту от несожженного метана ($тCO_2э$);
GWP_{CH4} Потенциал метана в глобальном потеплении (21 $тCO_2э/тCH_4$);
i Утилизация метана (производство тепла и электроэнергии);
MM_i Замеренный объем метана направленный на утилизацию в i ($тCH_4$);
Eff_i Эффективность сжигания метана при утилизации в i (%);
PE_{Flare} Эмиссия по проекту от несожженного метана (CH_4), выраженная в эквиваленте CO_2 от сжигания в факеле остаточного газа ($тCO_2э$).

Расчет выбросов, предусмотренных проектом, за период времени с 01.07.2011 г. по 30.09.2011 г.

Выбросы по проекту определяются следующим выражением:

$PE_y = PE_{ME} + PE_{MD} + PE_{UM} = 8,50 + 686,11 + 26,3 = 720,91$ тCO_2э. (1)

где:

PE_y Проектная эмиссия в год y (тCO_2э);

PE_{ME} Проектная эмиссия от использования энергии для каптации и утилизации метана (тCO_2э);

PE_{MD} Проектная эмиссия от сжигания метана (тCO_2э);

PE_{UM} Проектная эмиссия от не сожженного метана (тCO_2э).

Выбросы по проекту от использования электроэнергии для каптации и утилизации метана (PE_{ME}) рассчитываются по следующему выражению:

$PE_{ME} = \sum CONS_{ELEC,PJ} \times CEF_{ELEC,PJ} = 14,38 \times 0,59 = 8,50$ тCO_2э. (2)

где:

PE_{ME} Проектная эмиссия от использования энергии для каптации, утилизации или сжигания метана (тCO_2э);

$CONS_{ELEC,PJ}$ Дополнительное потребление электроэнергии для каптации, утилизации или сжигания метана (МВтч);

$CEF_{ELEC,PJ}$ Коэффициент углеродной эмиссии для электроэнергии потребляемой шахтой (тCO_2/МВтч);

Определяем $CONS_{ELEC,PJ}$ для КТЭС NC 620 F16 BHKW №1:

$CONS_{ELEC,PJ} = 63 \times 25 = 1,57$ МВт*ч;

где:

63 – количество отработанных часов КТЭС NC 620 F16 BHKW №1 за период времени с 01.07.2011 г. по 30.09.2011 г.;

25 – кВтч, количество электроэнергии, потребляемой установкой производства энергии КТЭС NC 620 F16 BHKW №1.

Определяем $CONS_{ELEC,PJ}$ для КТЭС NC 620 F16 BHKW №2:

$CONS_{ELEC,PJ} = 73 \times 25 = 1,81$ МВт*ч;

где:

73 – количество отработанных часов КТЭС NC 620 F16 BHKW №2 за период времени с 01.07.2011 г. по 30.09.2011 г.;

25 – кВтч, количество электроэнергии, потребляемой установкой производства энергии КТЭС NC 620 F16 BHKW №2.

Определяем $CONS_{ELEC,PJ}$ для КТЭС NC 620 K12 BHKW №3:

$CONS_{ELEC,PJ} = 550 \times 20 = 10,99$ МВт*ч ;

где:

550 – количество отработанных часов КТЭС NC 620 K12 BHKW №3 за период времени с 01.07.2011 г. по 30.09.2011 г.;

20 – кВтч, количество электроэнергии, потребляемой установкой производства энергии КТЭС NC 620 K12 BHKW №3.

Определяем суммарное количество электроэнергии, потребляемой КТЭС NC 620 F16 BHKW №1, КТЭС NC 620 F16 BHKW №2, КТЭС NC 620 K12 BHKW №3:

$\sum CONS_{ELEC,PJ}$ = 1,57 + 1,81 + 10,99 = 14,38 МВт*ч;

$CEF_{ELEC,PJ}$ = Rm × Pm/1000 × GEF_{CH4} = 300 × 0,717 / 1000 × 2,75 = 0,59 тCO_2/МВт*ч,

где:

Rm расход метана для генерации 1 МВт*ч электроэнергии, с учётом непроизводительных потерь на КТЭС, м³;

Pm плотность метана, кг/ м³.

На все установки утилизации подаётся шахтный метан из дегазационной системы угольных шахт. Давление подаваемого шахтного метана обеспечено дегазационной системой и достаточно для функционирования всех установок утилизации, причем отсутствует необходимость в дополнительной компрессии. Дегазационная система функционирует постоянно в целях обеспечения безопасности горных работ на угольных шахтах. Дегазационная система также будет функционировать при отсутствии проекта; в этом случае метан будет просто выбрасываться в атмосферу. Таким образом, использование электроэнергии для каптации метана находится вне рамок проекта и принимается во внимание только часть утилизированного метана.

Высокотемпературные сжигательные установки нуждаются только в небольшом количестве дополнительной электроэнергии для их работы – только для устройств измерения и контроля. Потребление электроэнергии несущественно и не принимается в расчет.

Модернизированная котельная для утилизации шахтного метана требует меньше электроэнергии, чем старые котельные, работающие на угле. В отсутствие проекта генерация тепла будет в дальнейшем производиться на угольных котельных. В случае проекта будет потреблено меньше электроэнергии. С целью консервативного подхода $CONS_{ELEC,PJ}$ принимается равной нулю.

Когенерационные установки нуждаются в дополнительной электроэнергии, особенно для вентиляторов охлаждения. Количество электроэнергии, потребляемой установками производства энергии, принимается в расчёт как $CONS_{ELEC,PJ}$.

Выбросы по проекту от сжигания метана (PE_{MD}) могут быть рассчитаны по следующему выражению:

PE_{MD}= (MD_{FL} + MD_{ELEC} + MD_{HEAT}) × (CEF_{CH4} + r × CEF_{NMHC}) = (126,55 + 103,43 + 19,26) × (2,75+ 0,00093 × 2,97) = 686,11 тCO_2э. (3)

при:

r = PC_{NMHC} / PC_{CH4} = 0,04219 / 45,56 = 0,00093 ; (4)

где:

PE_{MD} Выбросы по проекту от сжигания метана (тCO_2э);

MD_{FL} Количество метана, сжигаемого в высокотемпературных факельных установках (тCH_4);

MD_{ELEC} Количество метана, сжигаемого для производства электроэнергии;

MD_{HEAT} Количество метана, сжигаемого для производства тепла;

CEF_{CH4} Коэффициент выбросов CO_2 для сжигаемого метана (2,75 тCO_2э/тCH_4);

CEF_{CH4} =2,75;

CEF_{NMHC} Коэффициент выбросов CO_2 для сжигаемых не метановых углеводородов (различных), (тCO_2э/т NMHC);

CEF_{NMHC} = 2,93;

r Соотношение между не метановыми углеводородами и метаном (данные взяты по результатам лабораторного анализа проб метановоздушной смеси);

PC_{CH4} Концентрация метана (по массе) в извлеченном газе (%);

PC_{NMHC} Концентрация не метановых углеводородов (по массе) в извлеченном газе (%). Объем газа сжигаемого зависит от эффективности процесса сжигания в факеле:

$MD_{FL} = MM_{FL} \times Eff_{FL} = 127{,}19 \times 0{,}995 = 126{,}55$ тCH_4;

$MD_{ELEC} = MM_{ELEC} \times Eff_{ELEC} = 103{,}95 \times 0{,}995 = 103{,}43$ тCH_4. (7)

где:

MD_{ELEC} Метан, используемый для выработки электроэнергии (тCH_4);

MM_{ELEC} Замеренный объем метана, направленный на энергоустановку (тCH_4);

Eff_{ELEC} Эффективность сжигания/окисления метана в энергоустановке (принята 99,5 % согласно IPCC).

$MD_{HEAT} = MM_{HEAT} \times Eff_{HEAT} = 19{,}36 \times 0{,}995 = 19{,}26$ тCH_4; (8)

где:

MD_{HEAT} Метан, сжигаемый при производстве тепла (тCH_4);

MM_{HEAT} Замеренный объем метана, направленный на котельную (тCH_4);

Eff_{HEAT} Эффективность сжигания /окисления метана в котельной (принята 99,5% согласно IPCC).

Метан, несожженный в результате проектной деятельности (PE_{UM}), можно рассчитать по формуле:

$$PE_{UM} = [GWP_{CH4} x \sum_i MM_i x(1 - Eff_i)] + PE_{Flare} = 21 \times (103{,}43 + 19{,}26 + 127{,}9) \times (1 - 0{,}995) = 26{,}3 \ m.$$

(9,10)

где:

PE_{UM} Эмиссия по проекту от несожженного метана (тCO_2э);

GWP_{CH4} Потенциал метана в глобальном потеплении (21 тCO_2э/тCH_4);

i Утилизация метана (производство тепла и электроэнергии);

MM_i Замеренный объем метана направленный на утилизацию в i (тCH_4);

Eff_i Эффективность сжигания метана при утилизации в i (%);

PE_{Flare} Эмиссия по проекту от несожженного метана (CH_4), выраженная в эквиваленте CO_2 от сжигания в факеле остаточного газа (тCO_2э).

Таблица С.2. Данные, необходимые для определения базовой линии антропогенных выбросов парниковых газов от источников в рамках проекта; порядок сбора и хранения этих данных

Идентификационный номер (Рекоменд. использовать номера для упрощения перекрестных ссылок с С.3)	**Переменные данные**	**Источник данных**	**Единица измерения**	**Измеренный (изм.), подсчитанный (подсч.) или оцененный (оцен.)**	**Частота проведения регистрац. записей**	**Часть данных, подлежащих мониторингу**	**Способ хранения? (электронный/в бумажном виде)**	**Комментарии**
B1 BE_y	Выбросы по базовой линии в год	Данные мониторинга	$тCO_2э$	Подсч.	Ежемесячно	100%	Электронный	подсчитано с использованием формул в Разделе С.1.1.4, смотри ниже
B3 $BE_{MR,y}$	Выбросы по базовой линии от выделения метана в атмосферу в год, предотвращённые деятельностью по проекту	Данные мониторинга	$тCO_2э$	Подсч.	Ежемесячно	100%	Электронный	Подсчитано с использованием формул в Разделе С.1.1.4, смотри ниже

B4 $BE_{Use,y}$	Выбросы по базовой линии от производства электроэнергии тепла, либо поставок в газовую энергосистему, замещённые деятельностью по проекту в году	Данные мониторинга	$тCO_2э$	Подсч.	Ежемесячно	100%	Электронный	Подсчитано с использованием формул в Разделе С.1.1.4, смотри ниже
B14 $CMM_{PJ,y}$	Каптированный и утилизированный шахтный метан по проекту в год	Датчик потока	$тCH_4$	Изм. Таблица B.1 C_1, C_2, C_3, C_4 Q_1, Q_2, Q_3, Q_4 P_1 , P_2 , P_3, P_4 T_1,T_2 , T_4, T_4 V	Ежемесячно	100%	Электронный	До начала горных работ + во время горных работ + по окончании горных работ метан собирается как совокупное значение, см. раздел B.1, шаг 1a для объяснения
B18 GWP_{CH4}	Потенциал метана для глобального потепления	IPCC	$тCO_2э/тCH_4$	Оцен.	Постоянно	100%	В бумажном виде	21 $тCO_2э/тCH_4$
B19 CEF_{CH4}	Коэффициент выбросов CO2 для сожженного метана	IPCC	$тCO_2э/тCH_4$	Оцен.	Постоянно	100%	В бумажном виде	44/16 = 2.75 tCO_2e/tCH_4
B46 GEN_y	Производство электроэнергии по проекту	Датчик электричества	МВт*ч	Изм. Измерения производятся электросчетчиками, установленными в ТЭС	Ежемесячно	100%	Электронный и в бумажном виде	Совокупное значение

B47 $HEAT_y$	Производство тепла по проекту	Объем сжигаемого метана	МВт*ч	Подсч. Определение произведенного тепла рассчитывается по объему сожженного метана в котельной.	Ежемесячно	100%	Электронный и в бумажном виде	Совокупное значение
B49 EF_{elec}	Коэффициент выбросов CO_2 для энергосистемы	Официальные данные российской энергосистемы	$тCO_2$ / МВт*ч	Подсч.	Постоянно, ежегодно	Основные электростанции	В бумажном виде	Рассчитано согласно ACM0002
B55 $EF_{CO2,Coal}$	Коэффициент выбросов CO_2 для топлива, использованного для электроэнергии и тепла	IPCC	$тCO_2$/TJ	Оцен.	Постоянно	100%	В бумажном виде	Принимаются по данным IPCC по умолчанию.
B57 Eff_{heat}	Энергетическая продуктивность теплостанции	Данные производителя	%	Оцен.	Постоянно	100%	В бумажном виде	Старые угольные котельные будут переведены в резерв, так что постоянный мониторинг Eff_{HEAT} невозможен

C.1.1.2. Описание формул, используемых для оценки выбросов, предусмотренных базовой линией (для каждого газа, источника, формулы/алгоритмы, единицы в тоннах CO_2э)

Расчет выбросов, предусмотренных базовой линией, за период времени с 01.01.2009 г. по 31.12.2010 г.

В сценарии базовой линии сжигание метана не происходит, поэтому выбросы по базовой линии рассчитываются по упрощенной формуле:

$BE_y = BE_{MR,y} + BE_{Use,y}$= 98 119,44 + 12 859,92 = 110 979,36 тCO_2э, (11)

где:

BE_y Выбросы по базовой линии в год y (тCO_2э);

$BE_{MR,y}$ Выбросы по базовой линии от выпуска метана в атмосферу в год (тCO_2э);

$BE_{Use,y}$ Выбросы по базовой линии от производства тепловой и электрической энергии, замещенные проектной деятельностью в год y (тCO_2э).

В Разделе B.1, Этап 1.a указывается на наличие только эмиссии шахтного метана, поэтому выбросы по базовой линии от выпуска метана в атмосферу в год y ($BE_{MR,y}$) рассчитываются по следующей упрощенной формуле:

$BE_{MR,y} = CMM_{PJ,y} \times GWP_{CH4}$. (15)

$BE_{MR,y}$ получен по данным выбросов метана на шахте «им.С.М.Кирова» за период времени с 01.01.2009 г. по 31.12.2010 г.

(указаны в Таблицах С.5, С.6 – Расход метана на дегазационных установках, м³):

$BE_{MR,y}$ = 98 119,44 тCO_2э.

Общее сокращение выбросов от замещения производства электроэнергии/тепла представлено следующим выражением:

$BE_{Use,y} = GEN_y \times EF_{ELEC} + (HEAT_y / Eff_{HEAT}) \times EF_{HEAT}$ = 18 038,62 × 0,59 + (11 049,48 / 0,995) × 0,2 = 12 859,92 тCO_2э, (25)

где:

$BE_{Use,y}$ Общие выбросы по базовой линии от производства электроэнергии или тепла, замещённые в рамках проекта в год y (тCO_2э);

GEN_y Электроэнергия, произведённая в рамках проекта в год (МВт*ч);

EF_{ELEC} Коэффициент выбросов при производстве электричества (региональная энергосистема, внешняя или комбинация), замещённого в рамках проекта (тCO_2/МВт*ч):

EF_{ELEC} = 3 880,11 / 18 038,62 × 2,75 = 0,59;

$HEAT_y$ Тепловая энергия, произведённая в рамках проекта в год (МВт*ч):

EF_{HEAT} Коэффициент выбросов от тепловой энергии, замещённой в рамках проекта (тCO_2/МВт*ч):

EF_{HEAT} = 792,25 / 11 049,48 × 2,75 = 0,2;

Eff_{HEAT} Продуктивность установки производства тепла, которая была замещена в рамках проекта (%).

Расчет выбросов, предусмотренных базовой линией, за период времени с 01.01.2011 г. по 31.03.2011 г.

В сценарии базовой линии сжигание метана не происходит, поэтому выбросы по базовой линии рассчитываются по упрощенной формуле:

$BE_y = BE_{MR,y} + BE_{Use,y}$= 15 958,56 + 2 095,29 = 18 053,85 тCO_2э, (11)

где:

BE_y Выбросы по базовой линии в год y ($тCO_2э$);
$BE_{MR,y}$ Выбросы по базовой линии от выпуска метана в атмосферу в год ($тCO_2э$);
$BE_{Use,y}$ Выбросы по базовой линии от производства тепловой и электрической энергии, замещенные проектной деятельностью в год y ($тCO_2э$).

В Разделе B.1, Этап 1.a указывается на наличие только эмиссии шахтного метана, поэтому выбросы по базовой линии от выпуска метана в атмосферу в год ($BE_{MR,y}$) рассчитываются по следующей упрощенной формуле:

$$BE_{MR,y} = CMM_{PJ,y} \times GWP_{CH4}, \quad (15)$$

где:
$BE_{MR,y}$ Выбросы по базовой линии от выпуска метана в атмосферу в год y, которые устраняются деятельностью по проекту ($тCO_2э$);
$CMM_{PJ,y}$ Общий объем каптированного метана (CMM), направленный на сжигание по проекту y в год ($тCO_2э$).
$BE_{MR,y}$ получен по данным выбросов метана на шахте «им. С.М. Кирова» за период времени с 01.01.2011 г. по 31.03.2011 г.

(указаны в Таблицах C.7 – Расход метана на дегазационных установках, м³):

$BE_{MR,y}$ = 15 958,56 $тCO_2э$.
Общее сокращение выбросов от замещения производства электроэнергии/тепла представлено следующим выражением:

$$BE_{Use,y} = GEN_y \times EF_{ELEC} + (HEAT_y / Eff_{HEAT}) \times EF_{HEAT} = 1\,689{,}06 \times 0{,}59 + (5\,531{,}58 / 0{,}995) \times 0{,}2 = 2\,095{,}29\ тCO_2э, \quad (25)$$

где:
$BE_{Use,y}$ Общие выбросы по базовой линии от производства электроэнергии или тепла, замещённые в рамках проекта в год y ($тCO_2э$);
GEN_y Электроэнергия, произведённая в рамках проекта в год (МВт*ч);
EF_{ELEC} Коэффициент выбросов при производстве электричества (региональная энергосистема, внешняя или комбинация), замещённого в рамках проекта ($тCO_2$/МВт*ч):
EF_{ELEC} = 363,32 / 1 689,06 × 2,75 = 0,59;
$HEAT_y$ Тепловая энергия, произведённая в рамках проекта в год (МВт*ч):
EF_{HEAT} Коэффициент выбросов от тепловой энергии, замещённой в рамках проекта ($тCO_2$/МВт*ч):
EF_{HEAT} = 396,61 / 5 531,58 × 2,75 = 0,2;
Eff_{HEAT} Продуктивность установки производства тепла, которая была замещена в рамках проекта (%).

Расчет выбросов, предусмотренных базовой линией, за период времени с 01.04.2011 г. по 30.06.2011 г.
В сценарии базовой линии сжигание метана не происходит, поэтому выбросы по базовой линии рассчитываются по упрощенной формуле:

$BE_y = BE_{MR,y} + BE_{Use,y} = 20\,916{,}18 + 2\,104{,}06 = 23\,020{,}24$ тCO_2э; (11)

где:

BE_y Выбросы по базовой линии в год y (тCO_2э);

$BE_{MR,y}$ Выбросы по базовой линии от выпуска метана в атмосферу в год y (тCO_2э);

$BE_{Use,y}$ Выбросы по базовой линии от производства тепловой и электрической энергии, замещенные проектной деятельностью в год y (тCO_2э).

В Разделе B.1, Этап 1.a указывается на наличие только эмиссии шахтного метана, поэтому выбросы по базовой линии от выпуска метана в атмосферу в год y ($BE_{MR,y}$) рассчитываются по следующей упрощенной формуле:

$BE_{MR,y}$ получен по данным выбросов метана на шахте «им.С.М.Кирова» за период времени с 01.04.2011 г. по 30.06.2011 г. (указаны в Таблицах 1,2 – Расход метана на дегазационных установках, м³).

$BE_{MR,y} = 20\,916{,}18$ тCO_2.

Общее сокращение выбросов от замещения производства электроэнергии/тепла представлено следующим выражением:

$BE_{Use,y} = GEN_y \times EF_{ELEC} + (HEAT_y / Eff_{HEAT}) \times EF_{HEAT} = 2\,546{,}85 \times 0{,}59 + (3\,015{,}3 / 0{,}995) \times 0{,}2 = 2\,104{,}06$ (25)

Где:

$BE_{Use,y}$ Общие выбросы по базовой линии от производства электроэнергии или тепла, замещённые в рамках проекта в год y (тCO_2э);

GEN_y Электроэнергия, произведённая в рамках проекта в год y (MWh);

EF_{ELEC} Коэффициент выбросов при производстве электричества (региональная энергосистема, внешняя или комбинация), замещённого в рамках проекта (тCO_2/МВтч);

EF_{ELEC} $547{,}83 / 2\,546{,}85 \times 2{,}75 = 0{,}59$;

$HEAT_y$ Тепловая энергия, произведённая в рамках проекта в год (МВтч);

EF_{HEAT} Коэффициент выбросов от тепловой энергии, замещённой в рамках проекта (тCO_2/Мвтч);

$EF_{HEAT} = 216{,}20 / 3\,015{,}33 \times 2{,}75 = 0{,}2$;

Eff_{HEAT} Продуктивность установки производства тепла, которая была замещена в рамках проекта (%).

Расчет выбросов, предусмотренных базовой линией, за период времени с 01.07.2011 г. по 30.09.2011 г.

В сценарии базовой линии сжигание метана не происходит, поэтому выбросы по базовой линии рассчитываются по упрощенной формуле.

$BE_y = BE_{MR,y} + BE_{Use,y} = 5\,260{,}43 + 339{,}37 = 5\,599{,}81$ тCO_2э; (11)

где:

BE_y Выбросы по базовой линии в год y (тCO_2э);

$BE_{MR,y}$ Выбросы по базовой линии от выпуска метана в атмосферу в год y ($тCO_2э$);
$BE_{Use,y}$ Выбросы по базовой линии от производства тепловой и электрической энергии, замещенные проектной деятельностью в год y ($тCO_2э$).

В Разделе B.1, Этап 1.a указывается на наличие только эмиссии шахтного метана, поэтому выбросы по базовой линии от выпуска метана в атмосферу в год y ($BE_{MR,y}$) рассчитываются по следующей упрощенной формуле:
$BE_{MR,y}$ получен по данным выбросов метана на шахте «им.С.М.Кирова» за период времени с 01.07.2011 г. по 30.09.2011 г. (указаны в Таблицах 1,2 – Расход метана на дегазационных установках, м³).

$BE_{MR,y}$ = 5 260,43 $тCO_2э$.
Общее сокращение выбросов от замещения производства электроэнергии/тепла представлено следующим выражением:
$BE_{Use,y} = GEN_y \times EF_{ELEC} + (HEAT_y / Eff_{HEAT}) \times EF_{HEAT} = 483,28 \times 0,59 + (269,99 / 0,995) \times 0,2 = 339,37$ $тCO_2э$. (25)
Где:
$BE_{Use,y}$ Общие выбросы по базовой линии от производства электроэнергии или тепла, замещённые в рамках проекта в год y ($тCO_2э$);
GEN_y Электроэнергия, произведённая в рамках проекта в год y (MWh);
EF_{ELEC} Коэффициент выбросов при производстве электричества (региональная энергосистема, внешняя или комбинация), замещённого в рамках проекта ($тCO_2$/МВтч);
$EF_{ELEC} = 103,95 / 483,28 \times 2,75 = 0,59$;
$HEAT_y$ Тепловая энергия, произведённая в рамках проекта в год (МВтч);
EF_{HEAT} Коэффициент выбросов от тепловой энергии, замещённой в рамках проекта ($тCO_2$/Мвтч);
$EF_{HEAT} = 19,36 / 269,99 \times 2,75 = 0,2$;
Eff_{HEAT} Продуктивность установки производства тепла, которая была замещена в рамках проекта (%).

C. 1.2.Вариант 2: Прямой мониторинг сокращений выбросов по проекту (значения должны согласовываться с данными Раздела «E»)

Таблица C.3. Данные, которые необходимо собрать для осуществления мониторинга выбросов по проекту и методы хранения этих данных

Идентификационный номер (Реком.я исп. номера для упрощения перекрестных ссылок с С.3)	Переменные данные	Источник данных	Единица измерения	Измеренный (изм.), подсчитанный (подсч.) или оцененный (оцен.)	Частота проведения регистрационных записей	Часть данных, подлежащих мониторингу	Способ хранения? (электронный/в бумажном виде)	Комментарии

Не применимы.

С.1.2.1. Описание формул, используемых для подсчета сокращений выбросов по проекту (для каждого газа, источника, формулы/алгоритмы, единицы в тоннах CO_2э)

Не применимы.

С.1.3. Учет утечек в плане мониторинга

В соответствие с ACM0008 должны быть рассмотрены следующие утечки:
1. Замещение использования тепловой энергии по базовой линии.
2. Извлечение метана угольных пластов вне разгруженных зон.
3. Воздействие ПСО на производство угля.
4. Воздействие ПСО на цены на уголь.
В проекте не существует таких утечек как:
1. Шахтный метан не используется для покрытия потребности в тепле по сценарию базовой линии. Следовательно, нет утечки для замещения использований тепловой энергии по базовой линии.
2. Не используется метан угольных пластов, следовательно, нет утечки, возникающей из-за извлечения метана угольных пластов вне разгруженных зон.
3. Нет воздействия ПСО на производство угля, так как мероприятия по дегазации независимы от ПСО. Для производства угля нет разницы, утилизируется ли метан, или выбрасывается неиспользованным в атмосферу. Также нет разницы, какое топливо используется для производства электричества или тепла.

4. Сложно дать оценку воздействию ПСО на цены на уголь. ПСО не влияет на производство угля, соответственно, воздействие ПСО на цены на уголь представляется маловероятным. Цены на уголь устанавливаются, главным образом, на мировом угольном рынке, шахты в данном ценообразовании не участвуют.

Таблица С.4. При возможности предоставьте описание данных и информацию, которые будут фиксироваться с целью учета и контроля утечек в рамках проведения проекта

Идентификационный номер (Реком. исп. номера для упрощения перекрестных ссылок с D.3)	**Переменные данные**	**Источник данных**	**Единица измерения**	**Измеренный (и.), подсчитанный (п.) или оцененный (о.)**	**Частота проведения регистрационных записей**	**Часть данных, подлежащих мониторингу**	**Способ хранения (электронный/ в бумажном виде)**	**Комментарии**

Не применяется. В данном проекте нет утечек и непрямых выбросов.

С.1.3.1. Описание формул, используемых для расчета утечек (для каждого газа, источника, формула/алгоритм, выбросы / сокращения выбросов в единицах CO_2э)

Не применяется. В данном проекте нет утечек и непрямых выбросов.

С.1.4. Описание формул, используемых для расчета сокращений выбросов по проекту (для каждого газа, источника, формула/алгоритм, выбросы / сокращения выбросов в единицах CO_2э)

Расчет сокращений выбросов по проекту за период времени с 01.01.2009 г. по 31.12.2010 г.
Сокращение выбросов парниковых газов, достигнутое в рамках проекта за период 01.01.2009 г.- 31.12.2010 г., это разность между общими выбросами по базовой линии за период и общими выбросами по проекту за период. Эта разность представлена в выражении:

$$ER_y = BE_y - PE_y = 110\,979{,}36 - 13\,538{,}49 = 97\,440{,}87 \text{ т}CO_2\text{э}, \quad (39)$$

где:

ER_y Сокращенная эмиссия по проекту за год (тCO_2э);
BE_y Выбросы по базовой линии за год (тCO_2э);
PE_y Эмиссия по проекту за год (тCO_2э).

Расчет сокращений выбросов по проекту за период времени с 01.01.2011 г. по 31.03.2011 г.

Сокращение выбросов парниковых газов, достигнутое в рамках проекта за период, это разность между общими выбросами по базовой линии за период и общими выбросами по проекту за период. Эта разность представлена в выражении:

$ER_y = BE_y - PE_y = 18\ 053{,}85 - 2\ 184{,}47 = 15\ 869{,}38$ тCO_2э, (39)

где:

ER_y Сокращенная эмиссия по проекту за год (тCO_2э);

BE_y Выбросы по базовой линии за год (тCO_2э);

PE_y Эмиссия по проекту за год (тCO_2э).

Расчет сокращений выбросов по проекту за период времени с 01.04.2011 г. по 30.06.2011 г.

Сокращение выбросов парниковых газов, достигнутое в рамках проекта за период 01.04.2011 г.- 30.06.2011 г., это разность между общими выбросами по базовой линии за период и общими выбросами по проекту за период. Эта разность представлена в выражении:

$ER_y = BE_y - PE_y = 23\ 020{,}24 – 2\ 867{,}21 = 20\ 153{,}03$ тCO_2э, (39)

где:

ER_y Сокращенная эмиссия по проекту за год у (тCO_2э);

BE_y Выбросы по базовой линии за год у (тCO_2э);

PE_y Эмиссия по проекту за год у (тCO_2э).

Расчет сокращений выбросов по проекту за период времени с 01.07.2011 г. по 30.09.2011 г.

Сокращение выбросов парниковых газов, достигнутое в рамках проекта за период 01.07.2011 г.- 30.09.2011 г., это разность между общими выбросами по базовой линии за период и общими выбросами по проекту за период. Эта разность представлена в выражении:

$ER_y = BE_y - PE_y = 5\ 599{,}81 – 720{,}91 = 4\ 878{,}89$ тCO_2э,

(39)

где:

ER_y Сокращенная эмиссия по проекту за год у (тCO_2э);

BE_y Выбросы по базовой линии за год у (тCO_2э);

PE_y Эмиссия по проекту за год у (тCO_2э).

Расчет сокращений выбросов по проекту за период времени с 01.01.2009 г. по 30.09.2011 г.

ERy = **138 342,17** tCO_2e.

Таблица С.5. Данные по выбросам метана на шахте «им. С.М. Кирова» за 2009 год

Наименование шахты	**Годовой расход метана общий**	**Годовой расход метана на газоотсасывающих установках**	**Годовой расход метана на дегазационных установках**	**Годовой расход метана средствами вентиляции**	**Утилизировано метана за год**
Шахта «им. С.М. Кирова»	57 998,015 тонн (80 889 840 м³)	31878,959 тонн (44 461 588 м³)	**9364,074 тонн** (13 060 075 м³)	16754,982 тонн (23 368 176 м³)	1405,366 тонн (1 960 064 м³)

Таблица С.6. Данные по выбросам метана на шахте «им. С.М. Кирова» за 2010 год

Наименование шахты	**Расход метана общий (за 12 месяцев)**	**Расход метана на газоотсасывающих установках (за 12 месяцев)**	**Расход метана, на дегазационных установках (за 12 месяцев)**	**Расход метана, средствами вентиляции (за 12 месяцев)**	**Утилизировано метана (за 12 месяцев)**
Шахта «им. С.М. Кирова»	68 210,79 тонн (95 133 600 м³)	36831,702 тонн (51 369 181 м³)	8103,452 тонн (11 301 886 м³)	23 275,62 тонн (32 462 515 м³)	3 278,68 тонн (4 572 779 м³)

Таблица С.7. Данные по выбросам метана на шахте «им. С.М. Кирова» за I квартал 2011 г.

Наименование шахты	**Годовой расход метана общий**	**Годовой расход метана на газоотсасывающих установках**	**Годовой расход метана на дегазационных установках**	**Годовой расход метана средствами вентиляции**	**Утилизировано метана за год**
Шахта «им. С.М. Кирова»	10 724,7 тонн (14 957 741 м³)	5737,7 тонн (8 002 391 м³)	**2135,8 тонн** (2 978 801 м³)	2851,2 тонн (3 976 569 м³)	763,9 тонн (1 065 469 м³)

Таблица С.8. Данные по выбросам метана на шахте «им. С.М. Кирова» за II квартал 2011 г.

Наименование шахты	**Годовой расход метана общий**	**Годовой расход метана, на газоотсасывающих установках**	**Годовой расход метана, на дегазационных установках**	**Годовой расход метана, средствами вентиляции**	**Утилизировано метана за год**
Шахта «им. С.М. Кирова»	10 835,5 тонн (15 112 273 м³)	5695,6 тонн (7 943 654 м³)	**2791,3 тонн** (3 893 026 м³)	2348,6 тонн (3 275 593 м³)	997,1 тонн (1 390 686 м³)

Таблица С.9. Данные по выбросам метана на шахте «им. С.М. Кирова» за III квартал 2011 г.

Наименование шахты	**Годовой расход метана общий**	**Годовой расход метана на газоотсасывающих установках**	**Годовой расход метана на дегазационных установках**	**Годовой расход метана средствами вентиляции**	**Утилизировано метана за год**
Шахта «им. С.М. Кирова»	9305,2 тонн (12 977 964 м³)	1834,3 тонн (2 558 298 м³)	**704,4 тонн** (982 426 м³)	6766,5 тонн (9 437 238 м³)	251,4 тонн (350 628 м³)

Приложение 1. Мониторинг на замерной станции № 1- подача МВС на КТЭС NC 620 F16 BHKW за период с 1.08.09 г. по 30.09.2011 г.

Наименование	Объем утилизированного метана, тCO_2э	Объем выработанной электроэнергии, МВт
Итого за отчетный период	36 800,20	8 146,86

Приложение 2. Мониторинг на замерной станции № 2- подача МВС на КТЭС NC 620 F16 BHKW за период с 17.08.09 г. по 30.09.2011 г.

Наименование	Объем утилизированного метана, тCO_2э	Объем выработанной электроэнергии, МВт
Итого за отчетный период	55 546,80	12 297,00

Приложение 3. Мониторинг на замерной станции № 3- подача МВС на газовый котел КЕ-10-14СО41 за период с 4.09.09 г. по 30.09.2011 г.

Наименование	Объем утилизированного метана, тCO_2э	Объем выработанной теплоэнергии, МВт
Итого за отчетный период	29 912,83	19 866,39

Приложение 4. Мониторинг на замерной станции № 4- подача МВС на КТЭС NC 620 K12 BHKW за период с 1.01.09 г. по 30.09.2011 г.

Наименование	Объем утилизированного метана, тCO_2э	Объем выработанной электроэнергии, МВт
Итого за отчетный период	10 452,27	2 313,93

Приложение 5. Мониторинг на замерной станции № 5- подача МВС на Факел УФ-Н30 ГФНГ за период с 1.08.09 г. по 31.08.2010 г.

Наименование	Объем утилизированного метана, тCO_2э
Итого за отчетный период	0

Приложение 6. Мониторинг на замерной станции № 4- подача МВС на Факел КГУУ-5/8 за период с 1.04.11 г. по 1.01.2010 г.

Наименование	Объем утилизированного метана, тCO_2э
Итого за отчетный период	7 542,52

Приложение 7. Приказ Министерства экономического развития России № 326 от 23 июля 2010г.

Приказ Министерства экономического развития России № 326 от 23 июля 2010г.

МИНИСТЕРСТВО ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ПРИКАЗ

от 23 июля 2010 г. N 326

ОБ УТВЕРЖДЕНИИ ПЕРЕЧНЯ ПРОЕКТОВ, ОСУЩЕСТВЛЯЕМЫХ В СООТВЕТСТВИИ СО СТАТЬЕЙ 6 КИОТСКОГО ПРОТОКОЛА К РАМОЧНОЙ КОНВЕНЦИИ ООН ОБ ИЗМЕНЕНИИ КЛИМАТА

В соответствии с пунктом 2 Постановления Правительства Российской Федерации от 28 октября 2009 г. N 843 "О мерах по реализации статьи 6 Киотского протокола к Рамочной конвенции ООН об изменении климата" (Собрание законодательства Российской Федерации, 2009, N 44, ст. 5240) приказываю:

Утвердить прилагаемый перечень проектов, осуществляемых в соответствии со статьей 6 Киотского протокола к Рамочной конвенции ООН об изменении климата.

Министр
Э.С.НАБИУЛЛИНА

Утвержден
Приказом
Минэкономразвития России
от 23 июля 2010 г. N 326

ПЕРЕЧЕНЬ
ПРОЕКТОВ, ОСУЩЕСТВЛЯЕМЫХ В СООТВЕТСТВИИ
СО СТАТЬЕЙ 6 КИОТСКОГО ПРОТОКОЛА К РАМОЧНОЙ
КОНВЕНЦИИ ООН ОБ ИЗМЕНЕНИИ КЛИМАТА

1. Инвестиционный проект "Сбор газа на Самотлорском месторождении" (инвестор проекта - ОАО "Самотлорнефтегаз").

2. Инвестиционный проект "Проект совместного осуществления на Еты-Пуровском месторождении" (инвестор проекта - ОАО "Газпромнефть").

3. Инвестиционный проект "Утилизация попутного нефтяного газа на Комсомольском месторождении" (инвестор проекта - ОАО НК "Роснефть").

4. Инвестиционный проект "Утилизация попутного нефтяного газа на Восточно-перевальном нефтяном месторождении" (инвестор проекта - ОАО "РИТЭК").

5. Инвестиционный проект "Утилизация попутного нефтяного газа на Средне-Хулымском нефтяном месторождении" (инвестор проекта - ОАО "РИТЭК").

6. Инвестиционный проект "Расширение Южно-Балыкского газоперерабатывающего завода" (первая фаза) (инвестор проекта - ОАО "СИБУР Холдинг").

7. Инвестиционный проект "Реконструкция доменных печей N 5 и N 6 ОАО "Нижнетагильский металлургический комбинат" (инвестор проекта - ОАО "Нижнетагильский металлургический комбинат").

8. Инвестиционный проект "Внедрение ресурсосберегающих технологий на ОАО "Уральская Сталь", г. Новотроицк, Россия" (инвестор проекта - ОАО "Уральская Сталь").

9. Инвестиционный проект "Утилизация дегазационного метана в шахтах ОАО "СУЭК-Кузбасс" (инвестор проекта - ОАО "СУЭК-Кузбасс").

10. Инвестиционный проект "Строительство ПГУ-400 на Шатурской ГРЭС, ОГК-4" (инвестор проекта - ОГК-4).

11. Инвестиционный проект "Повышение эффективности использования водных ресурсов на Братской ГЭС (БГС)" (инвестор проекта - ОАО "Иркутскэнерго").

12. Инвестиционный проект "Перевод двух котлов Амурской ТЭЦ-1 с угля на природный газ с установкой экологически чистого оборудования" (инвестор проекта - Дальневосточная генерирующая компания).

13. Инвестиционный проект "Совместная утилизация выбросов хладона-23 и гексафторида серы на предприятии ООО "Завод полимеров КЧХК" (инвестор проекта - ООО "Завод полимеров КЧХК").

14. Инвестиционный проект "Утилизация выбросов хладона-23 на предприятии ОАО "Галоген" (инвестор проекта - ООО "Галоген").

15. Инвестиционный проект "Модернизация выпарного хозяйства филиала ОАО "Группа Илим" в г. Коряжме" (инвестор проекта - ОАО "Группа Илим").

Приложение 8. Акты о вводе в эксплуатацию проектного оборудования

УТВЕРЖДАЮ:
Главный инженер
Шахты им С.М Кирова
_____ А.И.Субботин
«16» 01 2009г

АКТ
Приемки КТЭС-NC620 К 12/BHKW - №1 для проведения опытно промышленных испытаний.

Комиссия в составе:

1. Субботин А.И. – главный инженер – председатель.
2. Агеев Н.Г. – главный механик
3. Ледяев Н.В. – зам.главного инженера
4. Ломакин К.В. – главный энергетик
5. Зеленов Ю.В. – начальник участка ПРпоТБ
6. Грищук А.В. – главный гос.инспектор ЛТОГН
7. Невежин П.И. - главный гос.инспектор ЛТОГН
8. Тихонов Б.С. - гос. инспектор ЛТОГН
9.
10. Тайлаков О.В. – директор ЗАО «Углеметан сервис»
11. Золотых М.С. – директор ООО «Новая энергетика»

Произвела осмотр смонтированной КТЭС №1 с привязкой по газоснабжению к ПДУ-51/7 и установила:

- монтажные работы выполнены в соответствии с проектом;
- КТЭС работала в заданном режиме с текущей мощностью 50 % при подаче метано воздушной смеси с содержанием метана CH_4 – 40 %.

Комиссия пришла к мнению принять КТЭС №1 для проведения опытно промышленных испытаний после устранения замечаний описанных в приложении.

Испытательной организации Вост НИИ НТК приступить к проведению испытаний с 16.01.2009 года.

Главный механик Н.Г. Агеев

Зам.главного инженера Н.В. Ледяев

Главный энергетик К.В.Ломакин

Начальник участка ПРпоТБ Ю.В. Зеленов

Главный гос.инспектор ЛТОГН А.В. Грищук

Главный гос.инспектор ЛТОГН П.И. Невежин

Гос. инспектор ЛТОГН Б.С. Тихонов

Директор ЗАО «Углеметан сервис» О. В. Тайлаков

Директор ООО «Новая энергетика М.С.Золотых

Объект: шахта «им. С.М. Кирова», ОАО «СУЭК-Кузбасс», контейнерные тепло-электро станции КТЭС - LC 620F16/BHKW 1,5МВт (№ 141801, № 141901)

Заказчик: ОАО «СУЭК-Кузбасс»

Ген.подрядчик: ОАО «Трест Кузбассшахтостроймонтаж»

АКТ
технической готовности КТЭС - LC 620F16/BHKW 1,5МВт (№ 141801, № 141901)

Комиссией в составе:

Председатель комиссии:

Начальник Управления ДУМ, ОАО «СУЭК-Кузбасс» - Астафьев Л.Е.

Члены комиссии:

Зам. ген.директора ОАО «Трест Кузбассшахтостроймонтаж» - Серебряков В.С.

Гл. механик шахты «им. С.М. Кирова», ОАО «СУЭК-Кузбасс» - Агеев Н.Г.

Директор ООО «Новая энергетика» - Золотых М.С.

Гл.механик Управления ДУМ, ОАО «СУЭК-Кузбасс» - Шаталов Ю.Ф.

Представитель Pro2 Anlagentechnik GmbH – Раймер Д.

произвела осмотр и проверку качества пуско-наладки контейнерных тепло-электро станций КТЭС - LC 620F16/BHKW 1,5МВт (№ 141801, № 141901) и составила настоящий акт о нижеследующем:

1. Пуско-наладочные работы выполнены в соответствии с технической документацией завода-изготовителя Pro2 Anlagentechnik GmbH, Германия.
2. Пуско-наладочные работы выполнены ООО «Новая энергетика» с участием представителя завода изготовителя Pro2 Anlagentechnik GmbH.
2. Нарушений и отклонений не выявлено.

ПРИНЯТО РЕШЕНИЕ:

Пуско-наладочные работы КТЭС выполнены в соответствии с технической документацией, действующими техническими условиями, стандартами, строительными нормами и правилами производства и приемки работ. На основании изложенного считать КТЭС - LC 620F16/BHKW 1,5МВт (№ 141801, № 141901) принятыми в эксплуатацию.

Подписи:

Председатель комиссии Астафьев Л.Е.

Члены комиссии: Серебряков В.С.

Агеев Н.Г.

Золотых М.С.

Шаталов Ю.Ф.

Раймер Д..