



«УТВЕРЖДАЮ»

Генеральный директор

_____ Пол Херберт

23 июня 2010 г.

Отчет

о ходе реализации проекта совместного осуществления «Утилизация кородревесных отходов в филиале ОАО «Группа Илим» в г. Усть-Илимске, Российская Федерация» за 2008-2009 гг.

(для подачи в Министерство экономического развития Российской Федерации в составе заявления о выпуске в обращение единиц сокращения выбросов в соответствии с п.22 и п.23 Постановления Правительства РФ от 28.10.2009 № 843 «О мерах по реализации статьи 6 Киотского протокола к Рамочной конвенции ООН об изменении климата»)

Исполнитель: ООО «СиСиДжиЭс», г. Архангельск

**Санкт-Петербург
2010**

ОГЛАВЛЕНИЕ

Раздел А. Общая информация о проектной деятельности и мониторинге	3
Раздел Б. Основные мероприятия по мониторингу	5
Раздел В. Меры контроля и гарантии качества	11
Раздел Г. Расчет сокращений выбросов парниковых газов	19
Список использованных источников	27
Приложение 1. Выбор коэффициента эмиссии от сжигания угля на Усть – Илимской ТЭЦ	28
Приложение 2. Расчет сокращений выбросов метана со свалки от анаэробного разложения КДО	30
Приложение 3. Положение о порядке контроля качества подготовки проектной документации и отчетов о ходе реализации проектов, направленных на сокращение выбросов парниковых газов, в ООО «СиСиДжиЭс»	31

РАЗДЕЛ А. Общая информация о проектной деятельности и мониторинге

А.1. Название проекта, сектора

Утилизация кородревесных отходов в филиале ОАО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске, Российская Федерация

Сектора¹: Энергетика (1)

Отходы (5)

А.2. Краткое описание проекта

Целью проекта является повышение эффективности и увеличение объемов утилизации кородревесных отходов (КДО) путем их сжигания в котле с кипящим слоем для производства тепловой и электрической энергии на собственные нужды филиала. Реализация проекта приводит к уменьшению потребления ископаемого топлива и вывоза КДО на свалку, а, следовательно, к сокращению выбросов парниковых газов (ПГ).

До начала реализации проекта сжигание КДО осуществлялось в пяти утилизационных котлах №№1-5 типа КМ-75-40, расположенных в корьевой котельной ТЭС. Данный тип котлов оснащен наклонными колосниковыми и механическими цепными решетками. Работа котлов характеризовалась низкой эффективностью и недостаточной производительностью, в результате чего на производственной площадке образовывался большой избыток КДО, который приходилось вывозить в отвал; объемы поставок энергии от ОАО «Иркутскэнерго» были значительными.

Проект предусматривает реконструкцию утилизационного котла КМ №1 с переводом его на технологию сжигания КДО в кипящем слое по схеме фирмы «ИНЭКО» (котлы КМ №№2-5 после реализации проекта продолжают работу в прежнем режиме без изменения технологии сжигания).

А.3. Период мониторинга

- Начало периода мониторинга: 01.01.2008.
- Окончание периода мониторинга: 31.12.2009.

А.4. Методологии, используемые в проекте (включая версию документа)

А.4.1. Методология базовой линии

При установлении исходных условий и расчете сокращений выбросов ПГ разработчик предлагает свой собственный [С1] подход, не согласуя его специально с какими-либо методологиями для механизма чистого развития (МЧР), но, безусловно, согласуя с требованиями *Решения 9/СМР.1, Добавление В [С2]*.

А.4.2. Методология плана мониторинга

План мониторинга разработан на основе собственного подхода [С1] в соответствии со спецификой проекта и требованиями *Решения 9/СМР.1, Добавление В [С2]* без использования утвержденных методологий для МЧР.

¹ В соответствии с Приложением 1 к Правилам конкурсного отбора заявок, утвержденным приказом Минэкономразвития России от 23.11.2009 № 485.

А.5. Стадии исполнения проекта, включая расписание основных этапов проекта

Стадия	Дата
Начало строительно-монтажных работ	Июль 2001
Окончание строительно-монтажных работ	Ноябрь 2002

А.6. Зафиксированные отклонения или изменения от зарегистрированной проектной документации

Отклонений или изменений от зарегистрированной проектной документации зафиксировано не было.

А.7. Зафиксированные отклонения или изменения от зарегистрированного плана мониторинга

Отклонений или изменений от зарегистрированного плана мониторинга зафиксировано не было.

А.8. Изменения с момента окончания последней верификации

Изменения отсутствуют, так как это первая верификация.

А.9. Лица, ответственные за подготовку и соблюдение плана мониторинга

Лица, ответственные за подготовку и соблюдение плана мониторинга:

Филиал ОАО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске

- Сергей Гусев, главный инженер ТЭС

ООО «СиСиДжиЭс»

- Владимир Дьячков, директор департамента реализации проектов
- Евгений Журавский, специалист департамента реализации проектов

РАЗДЕЛ Б. Основные мероприятия по мониторингу

Б.1. Перечень измерительных приборов

Измерительные приборы соответствуют таким документам, как «Правила учета электроэнергии», «Правила учета тепловой энергии» и т.д. Измерительные приборы проходят регулярную поверку в соответствии с Федеральным законом «Об обеспечении единства измерений». В Таблице Б.1.1. представлены используемые в ходе мониторинга измерительные приборы.

Таблица Б.1.1. Данные о приборах, используемых для мониторинга сокращений выбросов парниковых газов

Параметр	Марка, тип прибора		Заводской номер	Предел измерения	Единицы измерения	Погрешность, класс точности	Дата последней поверки (калибровки)
Выработка пара КМ-1	Расходомер	22 ДД Метран	66211	0-160	кПа	0,5	08.09.2008
Расход мазута КМ-1	Расходомер	22 ДД Метран	69996	0-2500	кгс/м ²	1,0	07.11.2007
Выработка пара КМ-2	Расходомер	22 ДД Сапфир	19811	0-1	кгс/м ²	1,0	28.01.2008
Выработка пара КМ-3	Расходомер	22ДД Метран	53863	0-10000	кгс/м ²	1,0	28.01.2008
Выработка пара КМ-4	Расходомер	22МДД	155214	0-1	кгс/м ²	1,0	30.01.2009
Выработка пара КМ-5	Расходомер	22МДД	216183	0-100	кПа	0,5	04.02.2008
Выработка пара СРК-1	Расходомер	ЕА	705684	0-1,6	кгс/м ²	0,5	21.10.2008
Выработка пара СРК-2	Расходомер	ЕА	705692	0-1,6	кгс/м ²	0,5	26.08.2008
Выработка пара СРК-3	Расходомер	EDR-71	11694	0-15000	кгс/м ²	1,0	22.05.2008
Отпуск электроэнергии с ТЭС, ВВОД ШП-1	Электросчетчики	СРЧУ-И673М	601887	3x100В 3x5А	кВтч	1,0	30.09.2008
		САЗУ-И681	574727	3x100В 3x5А	кВтч	1,0	07.06.2008
Отпуск электроэнергии с ТЭС, ВВОД ШП-2	Электросчетчики	СРЧУ-И673М	176458	3x100В 3x5А	кВтч	2,0	13.02.2007
		САЗУ-670М	11300	3x100В 3x5А	кВтч	2,0	10.07.2008
Отпуск тепловой энергии с ТЭС	Расходомер	МПЭ-ми	1097	0-25	кгс/м ²	1,0	13.12.2007
	Расходомер	22ДД Сапфир	53865	0-6300	кгс/м ²	1,0	11.05.2007
Параметры пара КМ-1	Измеритель температуры	ИПМ 0196/МО	4604	0-600	°С	0,25	20.11.2008

Отчет о ходе реализации проекта «Утилизация кородревесных отходов
в филиале ОАО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске, Российская Федерация»

стр. 6

Параметр	Марка, тип прибора		Заводской номер	Предел измерения	Единицы измерения	Погрешность, класс точности	Дата последней поверки (калибровки)
Параметры пара КМ-2	Измеритель температуры	Ш78	2065	0-600	°С	0,4	29.01.2008
Параметры пара КМ-3	Измеритель температуры	Ш78	1111	0-600	°С	0,4	03.03.2008
Параметры пара КМ-4	Измеритель температуры	Ш78	673	0-600	°С	0,4	19.11.2007
Параметры пара КМ-5	Измеритель температуры	Ш78	3187	0-600	°С	0,4	10.04.2007
СРК-1	Измеритель температуры	50ER	A152	200-500	°С	0,5	22.02.2008
СРК-2	Измеритель температуры	50ER	B458	200-500	°С	0,5	26.06.2008
СРК-3	Измеритель температуры	ETP-33T	116923	0-600	°С	0,5	21.09.2007
Параметры пара КМ-1	Измеритель давления	Метран-22ДИ-2160	69966	0-100	кгс/см ²	1,0	02.09.2008
Параметры пара КМ-2	Измеритель давления	МПЕ	1664А	0-60	кгс/см ²	0,5	08.08.2007
Параметры пара КМ-3	Измеритель давления	МПЕ-МИ	858	0-60	кгс/см ²	1,0	11.02.2009
Параметры пара КМ-4	Измеритель давления	МПЕ	1619	0-60	кгс/см ²	1,0	06.08.2007
Параметры пара КМ-5	Измеритель давления	МПЕ	1583	0-60	кгс/см ²	1,0	20.04.2009
СРК-1	Измеритель давления	Сапфир-22 ДИ	36934	0-60	кгс/см ²	1,0	19.11.2008
СРК-2	Измеритель давления	Сапфир-22 ДИ	36946	0-60	кгс/см ²	1,0	05.11.2008
СРК-3	Измеритель давления	ЕПР-72	0116914	0-60	кгс/см ²	1,0	31.08.2009

Б.2. Данные мониторинга

Данные регистрировались в соответствии со схемой, показанной на Рис. Б.2.1.

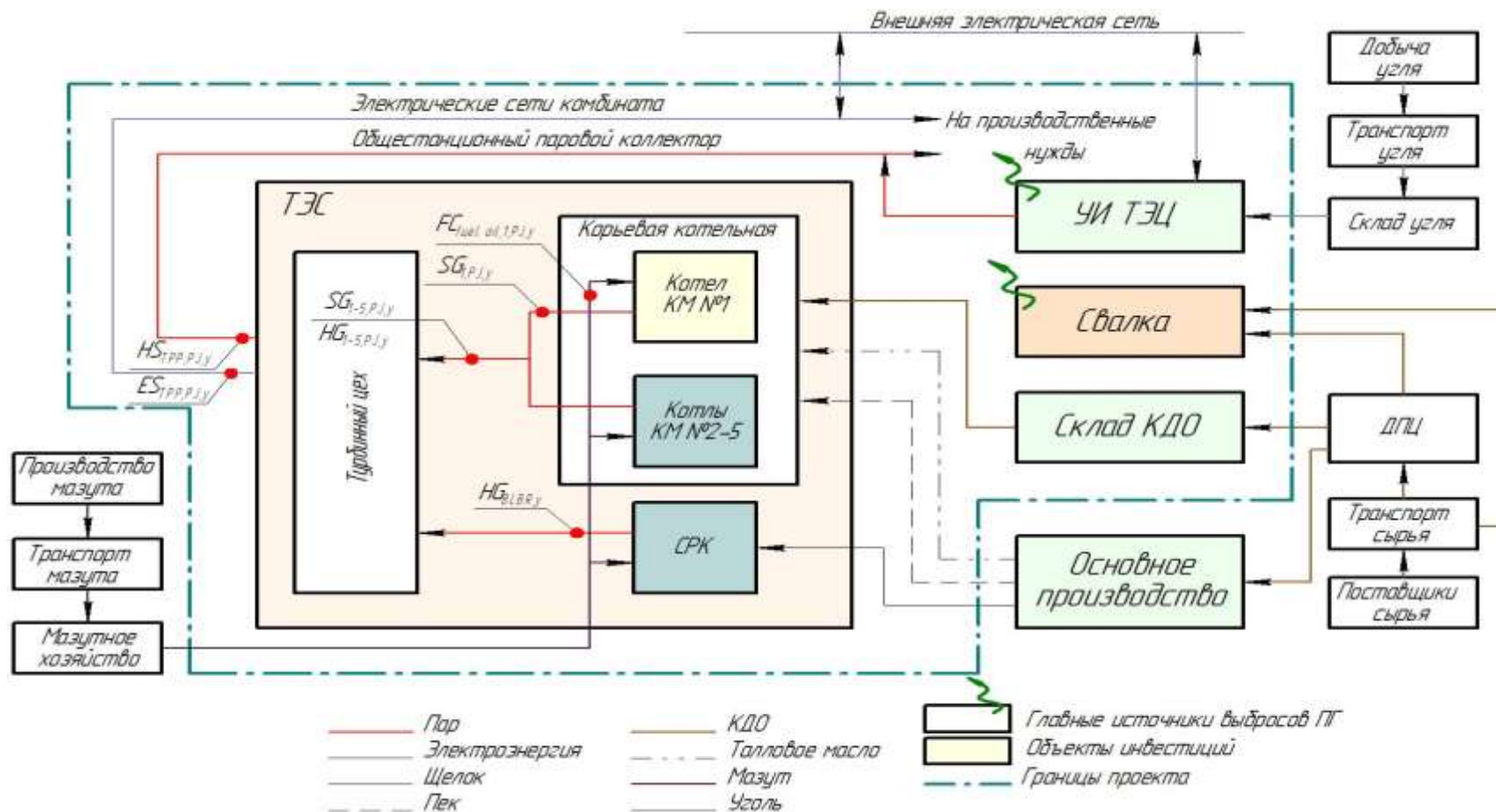


Рис Б.2.1. Расположение точек мониторинга

В соответствии с планом мониторинга следующие семь параметров должны быть проконтролированы (см. Таблицы Б.2.1, Б.2.2). Эти таблицы также содержат численные значения параметров мониторинга за 2008 и 2009 гг.

Таблица Б.2.1 Данные, подлежащие сбору для целей мониторинга сокращений выбросов ПГ по проекту, и порядок их хранения

Идентификационный номер	Наименование показателя	Источник данных	Единица измерения	Измеренный (и), Подсчитанный (п), Оцененный (о)	Частота записи данных	Доля данных, подлежащих мониторингу	Способ хранения (электронный/ документальный)	Численное значение	
								2008	2009
1. $HS_{TPP,PJ,y}$	Отпуск тепловой энергии от ТЭС по проекту	Отдел главного энергетика	ГДж	и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	13 127 212	13 329 361
2. $HG_{BLRB,y}$	Суммарная выработка тепловой энергии сорегенерационными котлами	Отдел главного энергетика	ГДж	и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	13 561 890	13 672 200
3. $SG_{1-5,PJ,y}$	Суммарная выработка пара котлами КМ №№1-5 по проекту	Отдел главного энергетика	т	и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	1 622 401	1 580 881
4. $HG_{1-5,PJ,y}$	Суммарная выработка тепловой энергии котлами КМ №№1-5 по проекту	Отдел главного энергетика	ГДж	и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	4 990 268	4 879 132
5. $SG_{1,PJ,y}$	Выработка пара котлом КМ №1 по проекту	Отдел главного энергетика	т	и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	505 066	550 818
6. $FC_{fuel\ oil,1,PJ,y}$	Расход мазута котлом КМ №1 по проекту	Отдел главного энергетика	т	и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	681	1 285

Таблица Б.2.2. Данные, подлежащие сбору для целей мониторинга утечек, и порядок их хранения

Идентификационный номер	Наименование показателя	Источник данных	Единица измерения	Измеренный (и), Подсчитанный (п), Оцененный (о)	Частота записи данных	Доля данных, подлежащих мониторингу	Способ хранения (электронный/ документальный)	Численное значение	
								2008	2009
7. $ES_{TPP, PJ, y}$	Отпуск электроэнергии от ТЭС по проекту	Отдел главного энергетика	МВтч	и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	311 142	318 338

Б.3. Производственный экологический контроль

Производственный экологический контроль на предприятии осуществляет Отдел производственно-экологического контроля, подчиняющийся Дирекции по охране труда, промышленной и экологической безопасности. В состав Дирекции входят:

- Отдел охраны труда и производственного контроля;
- Отдел производственно-экологического контроля;
- Газоспасательная станция;
- Служба радиационной безопасности;
- Санитарно-промышленная лаборатория.

Программа производственного экологического контроля, осуществляемого УИ ЛПК в настоящее время, не претерпит существенных изменений после реализации проекта, и будет выполняться по схеме и графикам, согласованным с Комитетом природных ресурсов по Иркутской области.

Как и в настоящее время, этот контроль будет осуществляться соответствующим отделом ЛПК, в том числе санитарно-промышленной лабораторией. Отдел укомплектован квалифицированными специалистами. Санитарно-промышленная лаборатория имеет достаточное техническое оснащение. Их способность выполнять измерения во всех закрепленных за ними областях деятельности подтверждена Свидетельствами о метрологической аттестации.

В рамках производственного экологического контроля осуществляются:

- аналитический контроль над соблюдением установленных нормативов выброса загрязняющих веществ в окружающую среду в соответствии с графиками лабораторного контроля;
- мониторинг влияния объектов размещения отходов на подземные и поверхностные воды, атмосферный воздух, почву;

- контроль над содержанием загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на границе санитарно-защитной зоны и др.

Данные, получаемые аналитической лабораторией, обрабатываются и сводятся в ежемесячные и годовые отчеты, в которых отражены все необходимые детализированные сведения.

Предприятие отчитывается по следующим официальным годовым статистическим формам:

- 2-тп (воздух) «Сведения об охране атмосферного воздуха», в которой содержится информация о количестве уловленных и обезвреженных атмосферных загрязнителей, детализированных выбросах специфических загрязняющих веществ, количестве источников выбросов, мероприятиях по уменьшению выбросов в атмосферу, выбросах от отдельных групп источников загрязнения;
- 2-тп (водхоз) «Сведения об использовании воды», в которой дана информация о расходе воды из природных источников, сбросе сточных вод и содержании в них загрязняющих веществ, мощности очистных сооружений и др.;
- 2-тп (отходы) «Сведения об образовании, использовании, обезвреживании, транспортировании и размещении отходов производства и потребления», в которой приводится годовой баланс движения отходов отдельно по их видам и классам опасности.

В соответствии с российским законодательством, предприятие ежегодно разрабатывает и осуществляет планы природоохранных мероприятий.

Системы менеджмента качества, экологии и промышленной безопасности филиала в Усть-Илимске соответствуют международным стандартам ISO 9001, ISO 14001 и OHSAS 18001. Предприятие выпускает продукцию, сертифицированную на соответствие требованиям Лесного Попечительского Совета (FSC).

Б.4. Сбор и хранение данных (включая используемое программное обеспечение)

Все данные будут храниться в архиве предприятия в электронном и бумажном виде в течение минимум двух лет по окончании зачетного периода или последнего выпуска ЕСВ.

РАЗДЕЛ В. Меры контроля и гарантии качества

В.1. Меры контроля и гарантии качества

Меры контроля и гарантии качества первичных данных для мониторинга представлены в Таблице.В.1.1.

Таблица В.1.1. Контроль качества и гарантия качества как меры, предпринятые для мониторинга данных

Данные (таблица и идентификационный номер)	Степень неопределенности данных (высокая/средняя/низ кая)	Процедуры контроля качества и гарантии качества данных
Таблица Б.2.1. ИН 1,2,4	низкая	Для учета выработки и отпуска тепловой энергии используются: 1. Расходомеры пара. Погрешность измерений 0,5-1,0% (более подробно погрешность измерений приборов описана в Таблице Б.1.1). Расходомеры пара регулярно калибруются; 2. Измерители температуры. Класс точности колеблется в диапазоне 0,25-0,5 (более подробно класс точности приборов описан в Таблице Б.1.1.). Измерители температуры регулярно калибруются; 3. Измерители давления. Погрешность измерений 1,0%. Измерители давления регулярно калибруются. Сигналы с приборов поступают в АСОДУ.
Таблица Б.2.1. ИН 3,5	низкая	Для учета выработки пара используются расходомеры пара. Погрешность измерений колеблется в диапазоне 0,5-1,0 % (более подробно погрешность измерений приборов описана в Таблице Б.1.1). Расходомеры пара регулярно калибруются. Сигналы с приборов поступают в АСОДУ.
Таблица Б.2.1. ИН 6	низкая	Для учета расхода мазута на котле КМ №1 используется расходомер. Погрешность измерений 1,0%. Расходомер регулярно калибруется. Выходные сигналы с преобразователей расходомеров поступают в АСОДУ.
Таблица Б.2.2. ИН 7	низкая	Отпускаемое количество электроэнергии ТЭС измеряется с помощью электросчетчиков. Погрешность измерений колеблется в диапазоне 1,0-2,0 % (более подробно погрешность измерений приборов описана в Таблице Б.1.1). Электросчетчики регулярно калибруются. Сигналы с приборов поступают в АСОДУ.

Действия в период поверки приборов и выхода их из строя

Поверка приборов осуществляется в период планового останова оборудования. При необходимости на место снятого прибора устанавливается резервный, поверенный. Работа оборудования без приборов учета и контроля не допускается.

При выходе какого-либо прибора из строя учет параметра ведут с помощью дублирующего прибора или, если дублирующий прибор отсутствует, неисправный прибор меняется на резервный, поверенный. Если заменить неисправный прибор на работающем оборудовании невозможно, то регистрация параметра на период не более 15 суток в течение года, осуществляются на основании расчета среднего значения показаний этого прибора, взятых за предшествующие выходу из строя 3 суток. Данная процедура учета разработана на основании п. 9.8 «Правил учета тепловой энергии и теплоносителя» [С8].

При превышении периода работы без приборной регистрации какого-либо параметра более 15 суток, к расчету принимается его наиболее консервативное (в отношении объемов снижения выбросов ПГ) значение из численного ряда, включающего проектные данные и показания приборов, зафиксированные с момента начала мониторинга проекта.

Внутренняя проверка

Ответственность за сбор, проверку и передачу первичных данных для мониторинга, а так же за проверку результатов расчетов сокращения выбросов ПГ возложена на главного инженера ТЭС Гусева С.И., полномочия которого официально подтверждены приказом No. ФК/662 от 21.08.2009г.

Перекрестная проверка

Проверка отчета о ходе реализации проекта выполняется директором Департамента реализации проектов ООО «СиСиДжиЭс» или по его поручению другим сотрудником указанного Департамента, непосредственно не связанным с подготовкой данного отчета.

Дополнительная, перекрестная проверка проводится директором Департамента подготовки проектов ООО «СиСиДжиЭс» или по его поручению другим сотрудником данного Департамента.

Процедуры контроля качества выполненных расчетов более подробно изложены в «Положении о порядке контроля качества подготовки проектной документации и отчетов о ходе реализации проектов, направленных на сокращение выбросов парниковых газов, в ООО «СиСиДжиЭс» (см. Приложение 3).

В.2 Эксплуатационная и административная структура

В.2.1. Процедуры мониторинга

Процедура регистрации, мониторинга, записи и хранения данных

Сбор и запись данных, необходимых для расчета сокращений выбросов ПГ осуществляется в соответствии со схемой мониторинга, показанной на Рис. Б.2.1 Первоначальный запрос на исходные данные для мониторинга сокращений выбросов ПГ поступает от директора Департамента реализации проектов ООО «СиСиДжиЭс» в Центральный офис Группы «Илим» в Санкт-Петербурге директору по охране труда, пожарной безопасности и экологии, который, в свою очередь, отдает распоряжение по сбору данных на конкретное предприятие. На каждом предприятии, где реализуются проекты в рамках Киотского протокола, имеется круг лиц (рабочая группа), ответственных за сбор, контроль и передачу данных для мониторинга. Ответственность этих лиц закреплена в соответствующих приказах. Для филиала ОАО «Группы «Илим» в г. Усть-Илимске ответственность таких лиц закреплена в приказе № ФК/662 от 21.08.2009г.

Собранная на предприятии информация передается в Центральный офис директору по охране труда, пожарной безопасности и экологии, который, в свою очередь, передает ее директору Департамента реализации проектов ООО «СиСиДжиЭс». Вся информация передается по электронной почте.

Департамент реализации проектов ООО «СиСиДжиЭс» на основании полученных данных готовит отчет о ходе реализации проекта (отчет о мониторинге сокращений выбросов ПГ) и передает его на дополнительную перекрестную проверку в Департамент подготовки проектов ООО «СиСиДжиЭс». После устранения всех замечаний, указанных Департаментом подготовки проектов, отчет о ходе реализации проекта передается на проверку на предприятие, где осуществляется проект.

В ООО «СиСиДжиЭс» процедуры проверки отчетов о ходе реализации проекта изложены в «Положении о порядке контроля качества подготовки проектной документации и отчетов о ходе реализации проектов, направленных на сокращение выбросов парниковых газов» (см. Приложение 3).

После проверок и внесения необходимых изменений в отчет, директор Департамента реализации проектов ООО «СиСиДжиЭс» информирует директора по охране труда, пожарной безопасности и экологии Центрального офиса Группы «Илим» в Санкт-Петербурге о предварительных результатах мониторинга, и, если с его стороны нет возражений, Генеральный директор ООО «СиСиДжиЭс» принимает окончательное решение о передаче отчета о ходе реализации проекта на экспертизу независимой организации.

Процедуры сбора, регистрации и хранения данных, необходимых для мониторинга сокращений выбросов ПГ представлены в Таблице В.2.1.

Таблица В.2.1. Процедуры мониторинга

Параметр мониторинга	Процедуры регистрации, мониторинга, учета/записи и хранения данных (включая ежедневный учет)	Ответственный за мониторинг параметра
Выработка и отпуск тепловой энергии	<ol style="list-style-type: none">1. Для учета выработки и отпуска тепловой энергии используются датчики и преобразователи, постоянно измеряющие расход, температуру и давление пара.2. Показания приборов фиксируются в системе АСОДУ и отображаются на мониторах всех компьютеров с установленным необходимым программным обеспечением. Данные распечатываются на бумажном носителе и хранятся в памяти компьютеров 3 года, затем данные поступают в электронный архив комбината.3. Данные ежесуточно фиксируются операторами в суточных ведомостях и журналах счетчиков, которые затем сводятся в месячные и годовые отчеты.4. Данные по выработке и отпуску тепловой энергии будут храниться в архиве комбината на электронных и бумажных носителях не менее двух лет по окончании зачетного периода или последнего выпуска ЕСВ.	Отдел планирования и контроля за энергообеспечением
Выработка пара котлами утилизационной котельной	<ol style="list-style-type: none">1. Для учета выработки пара используются датчики и преобразователи, постоянно измеряющие расход пара.2. Показания приборов фиксируются в системе АСОДУ и отображаются на мониторах всех компьютеров с установленным необходимым программным обеспечением. Данные распечатываются на бумажном носителе и хранятся в памяти компьютеров 3 года, затем данные поступают в электронный архив комбината.3. Данные ежесуточно фиксируются операторами в суточных ведомостях и журналах счетчиков, которые затем сводятся в месячные и годовые отчеты.4. Данные по выработке пара котлами утилизационной котельной будут храниться в архиве комбината на электронных и бумажных носителях не менее двух лет по окончании зачетного периода или последнего выпуска ЕСВ.	Отдел планирования и контроля за энергообеспечением

Параметр мониторинга	Процедуры регистрации, мониторинга, учета/записи и хранения данных (включая ежедневный учет)	Ответственный за мониторинг параметра
<p align="center">Количество мазута потребленного котлом КМ №1</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Количество потребленного мазута постоянно измеряется с помощью расходомеров, установленных на прямой и обратной линиях. 2. Показания расходомеров фиксируются в системе АСОДУ и отображаются на мониторах всех компьютеров с установленным необходимым программным обеспечением. Данные распечатываются на бумажном носителе и хранятся в памяти компьютеров 3 года, затем данные поступают в электронный архив комбината. 3. Данные ежесуточно фиксируются операторами в суточных ведомостях и журналах счетчиков, которые затем сводятся в месячные и годовые отчеты. 4. Данные по расходу мазута будут храниться в архиве комбината на электронных и бумажных носителях не менее двух лет по окончании зачетного периода или последнего выпуска ЕСВ. 	<p align="center">Отдел планирования и контроля за энергообеспечением</p>
<p align="center">Учет отпуска электроэнергии</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Количество электроэнергии, отпускаемой ТЭС, постоянно измеряется с помощью электросчетчиков. 2. Показания приборов фиксируются в системе АСОДУ и отображаются на мониторах всех компьютеров с установленным необходимым программным обеспечением. Данные распечатываются на бумажном носителе и хранятся в памяти компьютеров 3 года, затем данные поступают в электронный архив комбината. 3. Данные ежесуточно фиксируются операторами в суточных ведомостях и журналах счетчиков, которые затем сводятся в месячные и годовые отчеты. 4. Данные по отпуску электроэнергии от ТЭС будут храниться в архиве комбината на электронных и бумажных носителях не менее двух лет по окончании зачетного периода или последнего выпуска ЕСВ. 	<p align="center">Отдел планирования и контроля за энергообеспечением</p>

В.2.2. Задачи и обязанности

Руководство Центрального офиса ОАО «Группа «Илим» в Санкт-Петербурге ответственно за соблюдение плана мониторинга на предприятии (директор по охране труда, пожарной безопасности и экологии).

Руководство филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске ответственно за:

- нормальное функционирование оборудования;
- периодическую калибровку и надлежащее обслуживание оборудования (главный метролог);
- сбор данных, необходимых для расчета сокращений выбросов ПГ (главный инженер ТЭС);
- подготовку и проведение учебных тренингов для персонала предприятия, связанного со сбором данных, необходимых для мониторинга сокращений выбросов ПГ по проекту (главный инженер ТЭС).

Руководство ООО «СиСиДжиЭс» ответственно за:

- подготовку и проведение учебных тренингов для персонала предприятия, связанного со сбором данных, необходимых для мониторинга сокращений выбросов ПГ по проекту (директор департамента реализации проектов);
- подготовку отчета о ходе реализации проекта (директор департамента реализации проектов);
- проверку правильности первичных данных и вычислений сокращений выбросов парниковых газов (директор департамента подготовки проектов);
- взаимодействие с независимой экспертной организацией по вопросу верификации сокращений выбросов ПГ (директор департамента реализации проектов).

Роли и ответственность инженерно-технического персонала Филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске, касающиеся сбора, проверки и передачи данных для мониторинга сокращений выбросов ПГ, показаны на Рис. В.2.1. Полномочия ответственных за это должностных лиц зафиксированы в приказе № ФК/662 от 21.08.2009г.

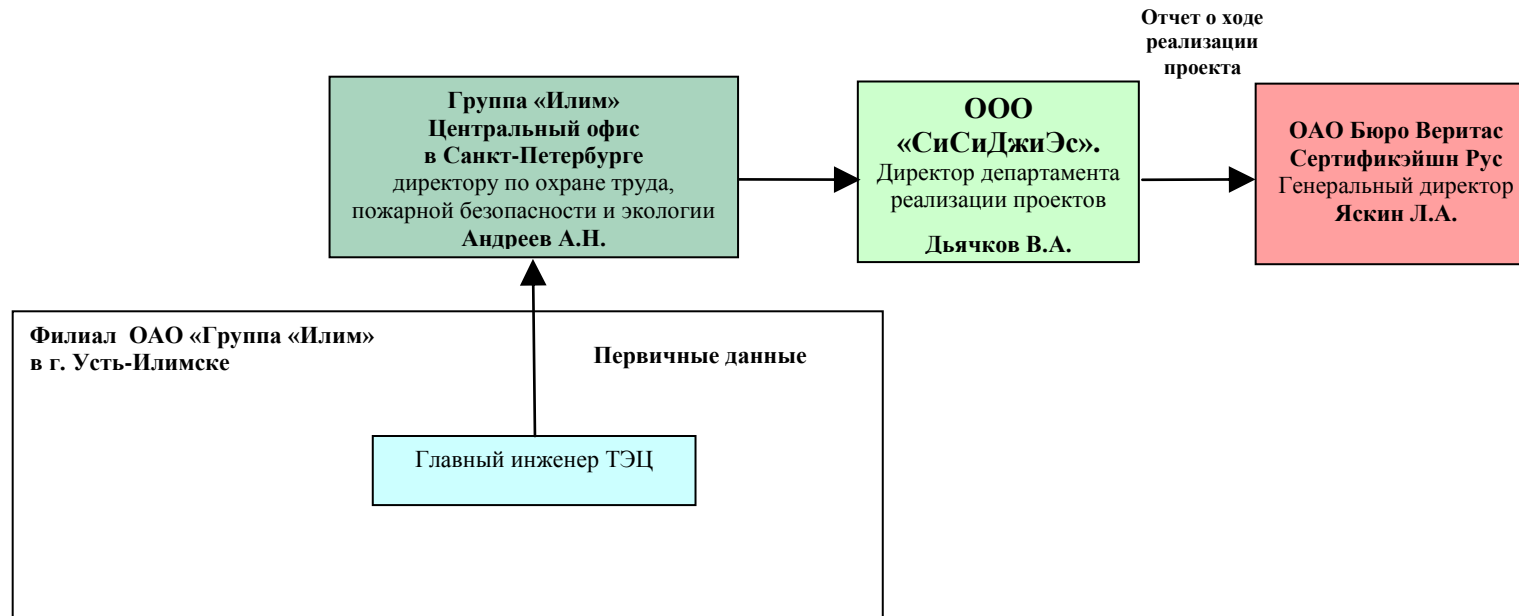


Рис. В.2.1. Схема передачи данных (от исходных данных до отчета о ходе реализации проекта)

В.2.3. Тренинги

Весь персонал корьевой котельной прошел аттестацию в соответствии с требованиями Ростехнадзора.

Кроме того, в связи с пуском реконструированного котла КМ №1 персонал проходил обучение в рамках договора с поставщиком оборудования – фирмой "ИНЭКО" в объеме, соответствующем должностным обязанностям.

Не менее раза в год ООО «СиСиДжиЭс» совместно с руководством филиала ОАО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске организует и проводит тренинги для персонала котельной, ответственного за сбор данных, необходимых для расчета сокращений выбросов ПГ.

Проверки оборудования, необходимого для сбора первичных данных для мониторинга, и тренинги персонала были проведены 27-29 января 2009, 22-25 июня 2009 г.

В.2.4. Участие третьих лиц

ЦСР ООО «Автоматика».

В.3. Оценка воздействия на окружающую среду

Реализация проекта позволяет сократить сжигание угля на Усть-Илимской ТЭЦ. В результате этого снижаются выбросы в атмосферу не только парниковых газов, но и вредных веществ, образующихся при сжигании угля.

В Таблице В.3.1. представлены расчетные данные по изменению количества выбрасываемых в атмосферу вредных веществ в результате реализации проекта. Расчеты выполнены в соответствии с РД 34.02.305-98 «Методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС», выпущенной ВТИ [С5].

В результате проекта потребление угля на Усть-Илимской ТЭЦ в 2008 году снижается в среднем на 55 тыс. тонн. В связи с этим снижаются выбросы диоксидов серы на 395 т/год, оксидов углерода – на 178 т/год, оксидов азота (в пересчете на диоксид азота) – на 195 т/год, взвешенных веществ на 333 т/год. В целом снижение валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составляет 1101 т/год.

В результате проекта потребление угля на Усть-Илимской ТЭЦ в 2009 году снижается в среднем на 65 тыс. тонн. В связи с этим снижаются выбросы диоксидов серы на 465 т/год, оксидов углерода – на 210 т/год, оксидов азота (в пересчете на диоксид азота) – на 233 т/год, взвешенных веществ на 392 т/год. В целом снижение валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составляет 1300 т/год.

Кроме того, также сокращается вывоз угольной золы на золоотвал.

Таблица В.3.1. Изменение выбросов вредных веществ в атмосферу на УИ ТЭЦ, т/год

Загрязняющее вещество	Численное значение	
	2008	2009
Взвешенные вещества	-333	-392
Диоксид серы (SO ₂)	-395	-465
Оксиды азота в пересчете на диоксид азота (NO ₂)	-195	-233
Оксид углерода (CO)	-178	-210
Всего выбросов	-1101	-1300

РАЗДЕЛ Г. Расчет сокращений выбросов парниковых газов

Г.1 Расчет сокращений выбросов парниковых газов по проекту

Сокращения выбросов ПГ *без учета утечек* в течение года y , т CO₂-экв:

$$ER'_y = ER_{Coal,UI\ CHPP,y} + ER_{BWW,dump,y} \tag{Г.1-1}$$

где $ER_{Coal,UI\ CHPP,y}$ – сокращения выбросов CO₂ от сжигания угля на УИ ТЭЦ в течение года y , т CO₂-экв;

$$ER_{Coal,UI\ CHPP,y} = \Delta FC_{Coal,UI\ CHPP,y} \times EF_{CO_2,coal} \times 10^{-3}, \tag{Г.1-2}$$

где $EF_{CO_2,Coal}$ – коэффициент эмиссии CO₂ при сжигании угля, кг CO₂/ГДж. На весь период действия проекта принят $EF_{CO_2,coal} = 98,92$ кг CO₂/ГДж.

См. Приложение 1.

$\Delta FC_{Coal,UI\ CHPP,y}$ – уменьшение расхода угля на УИ ТЭЦ в результате проекта в течение года y , ГДж.

$$\Delta FC_{Coal,UI\ CHPP,y} = \frac{\Delta HG_{UI\ CHPP,y}}{\eta_{boiler,UI\ CHPP}}, \tag{Г.1-3}$$

где $\eta_{boiler,UI\ CHPP}$ – КПД угольных котлов УИ ТЭЦ. Значение КПД принято постоянным по годам и равным $\eta_{boiler,UI\ CHPP} = 0,917$ [С10, стр. 417];

$\Delta HG_{UI\ CHPP,y}$ – уменьшение выработки тепловой энергии котлами УИ ТЭЦ в результате проекта в течение года y , ГДж;

$$\Delta HG_{UI\ CHPP,y} = \frac{1,310 \times \Delta HS_{ТПП,y}}{(1 - q_{aux}) \times (1 - q_{nw}) \times k_{HF}}, \tag{Г.1-4}$$

где q_{nw} – относительные потери в теплосетях (от УИ ТЭЦ до УИ ЛПК). Данная величина принята постоянной по годам и равной

$$q_{nw} = 0,05 \text{ [С13, стр.348];}$$

k_{HF} – коэффициент теплового потока. Данная величина принята постоянной по годам и равной $k_{HF} = 0,98$ [С9, стр. 135, Рис. 10.2];

q_{aux} – относительный расход тепловой энергии на собственные нужды УИ ТЭЦ. Данная величина принята постоянной по годам и равной

$$q_{aux} = 0,05 \text{ [С14, прил.2, Табл.7];}$$

1,310 – коэффициент, отражающий зависимость между изменением подачи теплоты на турбину и изменением отпуска теплоты из производственного отбора [С11, стр. 95, Табл.4.6];

$\Delta HS_{TPP,y}$ – увеличение отпуска тепловой энергии от ТЭС в результате проекта в течение года y , ГДж.

$$\Delta HS_{TPP,y} = \varphi_{HS,TPP} \times \Delta HG_{TPP,y}, \quad (Г.1-5)$$

где $\varphi_{HS,TPP,y}$ – показатель удельного отпуска тепловой энергии от ТЭС в году y , ГДж/ГДж;

$$\varphi_{HS,TPP,y} = \frac{HS_{TPP,PJ,y}}{HG_{TPP,PJ,y}}, \quad (Г.1-6)$$

где $HS_{TPP,PJ,y}$ – отпуск тепловой энергии от ТЭС по проекту в течение года y , ГДж;

$HG_{TPP,PJ,y}$ – суммарная выработка тепловой энергии котлами ТЭС по проекту в течение года y , ГДж.

$$HG_{TPP,PJ,y} = HG_{1-5,PJ,y} + HG_{BLRB,y}, \quad (Г.1-7)$$

где $HG_{BLRB,y}$ – суммарная выработка тепловой энергии СРК в течение года y , ГДж;

$HG_{1-5,PJ,y}$ – суммарная выработка тепловой энергии котлами КМ №№1-5 по проекту течение года y , ГДж.

$\Delta HG_{TPP,y}$ – увеличение выработки тепловой энергии котлами ТЭС в результате проекта в течение года y , ГДж.

$$\Delta HG_{TPP,y} = HG_{BWW,1,PJ,y} - HG_{BWW,1,BL,y}, \quad (Г.1-8)$$

где $HG_{BWW,1,PJ,y}$ – выработка тепловой энергии на КДО котлом КМ №1 по проекту в течение года y , ГДж;

$$HG_{BWW,1,PJ,y} = \varepsilon_{steam,y} \times SG_{BWW,1,PJ,y}, \quad (Г.1-9)$$

где $\varepsilon_{steam,y}$ – среднегодовой переводной коэффициент массового расхода пара в эквивалент тепловой энергии для года y , ГДж/т пара;

$$\varepsilon_{steam,y} = \frac{HG_{1-5,PJ,y}}{SG_{1-5,PJ,y}}, \quad (Г.1-10)$$

где $SG_{1-5,PJ,y}$ – суммарная выработка пара котлами КМ №№1-5 по проекту в течение года y , т.

$SG_{BWW,1,PJ,y}$ – выработка пара на КДО котлом КМ №1 по проекту в течение года y , т;
 $SG_{BWW,1,PJ,y} = SG_{1,PJ,y} - \mu_{SG\ fuel\ oil,1,PJ} \times FC_{fuel\ oil,1,PJ,y}$, (Г.1-11)

где $SG_{1,PJ,y}$ – выработка пара котлом КМ №1 по проекту в течение года y , т;

$FC_{fuel\ oil,1,PJ,y}$ – расход мазута котлом КМ №1 по проекту в течение года y , т;

$\mu_{SG,fuel\ oil,1,PJ}$ – удельная выработка пара на мазуте котлом КМ №1 по проекту, т пара/т мазута $\mu_{SG,fuel\ oil,1,PJ} = 11,6$ т пара/т маз [С1, раздел Б.1].

$HG_{BWW,1,BL,y}$ – выработка тепловой энергии на КДО котлом КМ №1 по сценарию исходных условий в течение года y , ГДж.

Учитывая то обстоятельство, что в случае спада производства реальная выработка тепловой энергии на КДО котлом КМ №1 ($HG_{BWW,1,PJ,y}$) может оказаться много ниже планируемой величины, а также то, что даже в случае резкого падения производства величина $HG_{BWW,1,PJ,y}$ в принципе не может быть меньше величины $HG_{BWW,1,BL,y}$ (иначе сокращения выбросов ПГ окажутся отрицательными), были введены обоснованные ограничения на величину выработки тепловой энергии на КДО котлом КМ №1 по сценарию исходных условий.

Величина $HG_{BWW,1,BL,y}$ принимает минимальное значение из трех величин:

- 1/4 от максимального значения суммарной годовой выработки тепловой энергии на КДО котлами КМ №№2-5 за исторический период 2000-2008 гг.²;
- выработка тепловой энергии на КДО котлом КМ №1 в отсутствии проекта при условии, что годовой расход КДО в нем равен фактическому расходу в течение данного года y ;
- выработка тепловой энергии на КДО котлом КМ №1 по проекту в течение года y .

то есть:

$$HG_{BWW,1,BL,y} = \min \left\{ \frac{1}{4} \times HG_{BWW,2-5}^{\max}; FC_{BWW,1,PJ,y} \times \mu_{SG\ BWW,1,BL} \times \varepsilon_{steam,y}; HG_{BWW,1,PJ,y} \right\} \quad (Г.1-12)$$

² То есть максимальная выработка тепловой энергии на КДО котлом КМ №1, которая могла бы быть достигнута по сценарию исходных условий.

где $HG_{BWW,2-5}^{\max}$ – максимальная суммарная годовая выработка тепловой энергии котлами КМ №№2-5 на КДО за исторический период 2000-2008 гг., ГДж. $HG_{BWW,2-5}^{\max} = 3\,000\,102$ ГДж, что соответствует 2006 г [С1, раздел Б.1];

$\mu_{SG\ BWW,1,BL}$ – удельная выработка пара на КДО котлом КМ №1 по сценарию исходных условий, т пара/т КДО.

$$\mu_{SG\ BWW,1,BL} = 2,083 \text{ т пара/т КДО [С1, раздел Б.1];}$$

$FC_{BWW,1,PJ,y}$ – расход КДО котлом КМ №1 по проекту течение года y , т.

$$FC_{BWW,1,PJ,y} = SG_{BWW,1,PJ,y} / \mu_{SG\ BWW,1,PJ}, \quad (Г.1-13)$$

где $\mu_{SG\ BWW,1,PJ}$ – удельная выработка пара на КДО реконструированным котлом КМ №1, т пара/т КДО.

$$\mu_{SG\ BWW,1,PJ} = 2,326 \text{ т пара/т КДО [С1, раздел Б.1].}$$

$ER_{BWW,dump,y}$ – сокращения выбросов CH_4 от анаэробного разложения КДО на свалке в течение года y , т CO_2 -экв.

Численное значение $ER_{BWW,dump,y}$ определяется по модели «Расчет сокращений выбросов CO_2 -эквивалента от предотвращения вывоза на свалку КДО или от утилизации КДО со свалки», разработанной «BTG biomass technology group B.V» на основе [С3] (см. Приложение 2).

$$ER_{BWW,dump,y} = \left(1 - w_{lignin,BWW}\right) \times k_{BWW} \times \frac{C_{BWW}^{db}}{100} \times \left(1 - \frac{W_{BWW}}{100}\right) \times a \times \zeta \times \left(1 - \frac{\varphi}{100}\right) \times (1 - \zeta_{OX}) \times \frac{V_m}{100} \times \rho_{CH_4} \times GWP_{CH_4} \times$$

$$\times \sum_{x=2003}^{x=y} \left(\Delta BWW_{dump,x} \times e^{-k_{BWW}(y-x)}\right), \quad (Г.1-14)$$

$\Delta BWW_{dump,x}$ – уменьшение вывоза КДО на свалку в результате проекта в течение года x , т;

$$\Delta BWW_{dump,x} = FC_{BWW,1,PJ,x} - FC_{BWW,1,BL,x}, \quad (Г.1-15)$$

где $FC_{BWW,1,PJ,x}$ – расход КДО котлом КМ №1 по проекту в течение года x , т;

$FC_{BWW,1,BL,x}$ – расход КДО котлом КМ №1 по сценарию исходных условий в течение года x , т.

Учитывая возможность спада производства, а также то, что даже в случае резкого падения производства величина $FC_{BWW,1,PJ,x}$ в принципе не может быть меньше величины $FC_{BWW,1,BL,x}$, были введены обоснованные ограничения на величину расхода КДО котлом КМ №1 по сценарию исходных условий.

Величина $FC_{BWW,1,BL,x}$ принимает минимальное значение из двух величин:

- $1/4$ от максимального значения суммарного годового расхода КДО котлами КМ №№2-5 за исторический период 2000-2008 гг.³;
- расход КДО котлом КМ №1 по проекту в течение года у.

То есть:

$$FC_{BWW,1,BL,x} = \text{MIN} \left\{ \frac{1}{4} \times FC_{BWW,2-5}^{\text{max}}; FC_{BWW,1,PJ,x} \right\}, \quad (\text{Г.1-16})$$

где $FC_{BWW,2-5}^{\text{max}}$ – максимальный суммарный годовой расход КДО котлами КМ №№2-5 за исторический период 2000-2008 гг., т.

$$FC_{BWW,2-5}^{\text{max}} = 482\,936 \text{ т, что соответствует } 2006 \text{ г [С1, раздел Б.1].}$$

$w_{\text{lignin},BWW}$ – доля лигнина в С для КДО, она принята равной: $w_{\text{lignin},BWW} = 0,25$ [С3, стр.43];

k_{BWW} – постоянная скорости распада для КДО, год⁻¹, она принята равной: $k_{BWW} = \ln(1/2)/15 = 0,046$ год⁻¹ [С3, стр.42];

C_{BWW}^{db} – содержание органического углерода в КДО на сухую массу, %, оно принято равным: $C_{BWW}^{db} = 50\%$ [С3, стр.45];

W_{BWW} – влагосодержание КДО, %, рекомендуется принимать по умолчанию значение: $W_{BWW} = 50\%$ [С3, стр.16]; нами было принято более консервативное значение $W_{BWW} = 60\%$;

a – переводной коэффициент для пересчета кг углерода в объем биогаза, м³/кг углерода, он принят равным: $a = 1,87$ м³/кг углерода [С3, стр.24];

ζ – коэффициент образования, он принят равным: $\zeta = 0,77$ [С3, стр.41];

φ – процент объема отходов, хранящихся в аэробных условиях, %, он принят равным: $\varphi = 10\%$ [С3, стр.80];

ζ_{OX} – коэффициент, учитывающий окисление метана, он принят равным: $\zeta_{OX} = 0,10$ [С3, стр.43];

³ То есть максимальный суммарный расход КДО котлом КМ №1, который мог бы быть достигнут по сценарию исходных условий.

V_m – коэффициент, учитывающий концентрацию метана в биогазе, S%, он принят равным: $V_m = 60\%$ [С3, стр.41];

ρ_{CH_4} – плотность метана, кг/м³, она принята равной: $\rho_{CH_4} = 0,714$ кг/м³ [С1, раздел Д.4];

GWP_{CH_4} - потенциал глобального потепления для метана, т CO₂-экв./т CH₄, он принят равным: $GWP_{CH_4} = 21$ т CO₂экв/т CH₄ [С3, стр.12];

y – год, для которого рассчитываются сокращения выбросов CO₂-экв., год;

x – год, в течение которого свежая биомасса утилизируется, вместо того, чтобы вывозиться на свалку, год.

Следует отметить, что при расчете сокращений выбросов метана от анаэробного разложения КДО на свалке для каждого года y используются данные по уменьшению вывоза КДО на свалку, начиная с 2003 г. Данные по уменьшению вывоза КДО на свалку за 2003-2007 гг. были определены на момент установления исходных условий [С1, раздел Б.1].

Г.2 Расчет утечек парниковых газов

Утечки в течение года y , т CO₂-экв:

$$L_y = L_{ES,y}, \quad (Г.1-17)$$

где $L_{ES,y}$ – утечки от сжигания топлива электростанциями для компенсации уменьшения отпуска электроэнергии в сеть в результате проекта в течение года y , т CO₂-экв.

$$L_{ES,y} = \Delta ES_y \times EF_{CO_2,grid,y} \quad (Г.1-18)$$

где $EF_{CO_2,grid,y}$ – коэффициент эмиссии CO₂ для сетевой электроэнергии, т CO₂/МВтч. Для России согласно «Практическому руководству для разработки проектной документации по проектам совместного осуществления» [С4, стр.43] в зависимости от рассматриваемого года: $EF_{CO_2,grid}^{2008} = 0,565$ т CO₂/МВтч, $EF_{CO_2,grid}^{2009} = 0,557$ т CO₂/МВтч;

ΔES_y - уменьшение отпуска электроэнергии в сеть в результате проекта в течение года y , МВтч.

$$\Delta ES_y = \Delta ES_{UI\ CHPP,y} - \Delta ES_{TPP,y}, \quad (Г.1-19)$$

где $\Delta ES_{UI\ CHPP,y}$ – уменьшение отпуска электроэнергии на тепловом потреблении от УИ ТЭЦ в результате проекта в течение года y , МВтч.

$$\Delta ES_{UI\ CHPP,y} = \frac{0,305 \times \Delta HS_{TPP,y} \times (1 - e_{aux})}{3,6 \times (1 - q_{nw})}, \quad (\text{Г.1-20})$$

где e_{aux} – величина относительных затрат электроэнергии на собственные нужды УИ ТЭЦ. Данная величина принята постоянной по годам и равной $e_{aux} = 0,05$ [С9, стр. 18];

0,305 – коэффициент, отражающий зависимость между изменением выработки электроэнергии на тепловом потреблении и изменением отпуска теплоты из производственного отбора [С11, стр. 95, Табл.4.6].

$\Delta ES_{TPP,y}$ – увеличение отпуска электроэнергии от ТЭС в результате проекта в течение года y , МВтч.

$$\Delta ES_{TPP,y} = \varphi_{ES,TPP} \times \Delta HG_{TPP,y}, \quad (\text{Г.1-21})$$

где $\varphi_{ES,TPP,y}$ – показатель удельного отпуска электроэнергии от ТЭС в году y , МВтч/ГДж;

$$\varphi_{ES,TPP,y} = \frac{ES_{TPP,PJ,y}}{HG_{TPP,PJ,y}}, \quad (\text{Г.1-22})$$

где $ES_{TPP,PJ,y}$ – отпуск электроэнергии от ТЭС по проекту в течение года y , МВтч.

Г.3 Расчет сокращения выбросов парниковых газов в результате проекта

Сокращения выбросов ПГ в результате проекта в течение года y , т CO₂-экв:

$$ER_y = ER'_y - L_y. \quad (\text{Г.1-23})$$

Результаты расчетов приведены в Таблице Г.3.1.

Таблица Г.3.1. Сводная таблица сокращений выбросов ПГ за 2008 и 2009 гг.

Параметр	Обозначение	Единица измерения	Численное значение	
			2008	2009
Выбросы ПГ по проекту				
Сокращения выбросов CO ₂ от уменьшения сжигания угля на УИ ТЭЦ	$ER_{Coal,UI\ CHPP,y}$	т CO ₂ -экв	88 091	103 778
Сокращения выбросов CH ₄ от анаэробного разложения КДО на свалке	$ER_{BWW,dump,y}$	т CO ₂ -экв	40 661	46 801
Сокращения выбросов ПГ без учета утечек	ER'_y	т CO ₂ -экв	128 752	150 579
Утечки				
Уменьшение отпуска электроэнергии в сеть	ΔES_y	МВт·ч	33 643	39 517
Коэффициент эмиссии CO ₂ для сетевой электроэнергии	$EF_{CO_2,grid,y}$	т CO ₂ /МВт·ч	0,565	0,557
Утечки от сжигания топлива электростанциями для компенсации уменьшения отпуска электроэнергии в сеть	$L_{ES,y}$	т CO ₂ -экв	19 008	22 011
Сокращения выбросов ПГ				
Сокращения выбросов ПГ	ER_y	т CO ₂ -экв	109 744	128 568

Согласно проектной документации, сокращения выбросов ПГ за 2008 г. должны были составить 109 746 т CO₂-экв, а за 2009 г. - 117 911 т CO₂-экв.

Причиной превышения запланированного уровня сокращений выбросов парниковых газов за 2009 г. является увеличение количества сожженных кородревесных отходов на котле ст.№1 относительно проектных данных (219 338 т по проектной документации, 230 401 т по результатам мониторинга), что соответственно увеличило и количество выработанного на этом котле пара (510 088 т пара - по проектной документации, 550 818 т пара - по результатам мониторинга).

ООО «СиСиДжиЭс»

23.06.2010



Владимир Дьячков, директор Департамента реализации проектов



Евгений Журавский, специалист Департамента реализации проектов

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- [C1] Проектная документация “Утилизация кородревесных отходов в филиале ОАО «Группа «Илим» в г. Усть-Илимске, РФ”. Версия.1.2/ 15.09.2009.
- [C2] Решение 9/СМР.1. Руководство по реализации Статьи 6 Киотского протокола. FCCC/KP/СМР/2005/8/Add.2. 30 марта 2006 г.
- [C3] Выбросы метана и оксида азота от свалок отходов биомассы, Исследование PCFplus, Всемирный банк, август 2002 г.
- [C4] Практическое руководство для разработки проектной документации по проектам совместного осуществления. Том 1. Общее руководство. Версия 2.3. Министерство экономики Нидерландов. Май 2004.
- [C5] РД 34.02.305-98 «Методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС», ВТИ, 1998.
- [C6] Энергетическое топливо СССР, М. Энергоатомиздат, 1991.
- [C7] Руководство МГЭИК по национальной инвентаризации парниковых газов. Том 2, Энергия. 2006.
- [C8] Правила учета тепловой энергии и теплоносителя. Главное управление государственного энергетического надзора. Москва. 1995.
- [C9] Рьжкин В.Я. Тепловые электрические станции. - М.: Энергоатомиздат, 1987.
- [C10] Теплотехнический справочник. Под ред. В.Н. Юренева и П.Д. Лебедева. В 2-х томах. Том 2. М.: Энергия, 1976 г.
- [C11] Сазанов Б.В., Ситас В.И. Теплоэнергетические системы промышленных предприятий. М.: Энергоатомиздат, 1990 г.
- [C12] Приказ Минпромэнерго РФ от 4.10.2005 г. №268.
- [C13] Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. - МЭИ, 2001
- [C14] Методические указания по определению расходов топлива, электроэнергии и воды на выработку теплоты отопительными котельными коммунальных теплоэнергетических предприятий (4 издание), М. 2002.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1.

Выбор коэффициента эмиссии от сжигания угля на Усть-Илимской ТЭЦ

На Усть-Илимской ТЭЦ сжигается уголь 2-х марок⁴, их характеристики⁵ представлены в нижеприведенной таблице.

Таблица П.1.1. Характеристики топлива, сжигаемого на Усть-Илимской ТЭЦ

Показатель	Обозначение	Единицы измерения	Уголь Ирша-Бородинский (Канско-Ачинский угольный бассейн)	Жеронский (Тунгусский угольный бассейн)
Низшая теплота сгорания на рабочую массу	NCV_{Coal}	ккал/кг	3 650	4 430
		МДж/кг	15,28	18,55
Зольность на сухую массу	A^d	%	11	24
Влажность на рабочую массу	W_t^r	%	33	18
Содержание углерода на сухую беззольную массу	C^{daf}	%	71,5	80,3

Коэффициенты эмиссии ПГ при сжигании топлива в общем случае учитывают выбросы CO_2 , CH_4 и N_2O . Однако вклад CH_4 и N_2O в общие выбросы ПГ при сжигании пренебрежимо мал⁶ (с учетом потенциалов глобального потепления), поэтому в расчетах их не учитываем.

Определим коэффициент $EF_{CO_2,coal}$ на основании имеющихся данных. Коэффициент эмиссий CO_2 напрямую зависит от содержания углерода в топливе и может быть вычислен как, кг/ГДж:

$$EF_{CO_2,coal} = \frac{44}{12} \times K_C$$

где K_C – коэффициент содержания углерода на единицу энергии топлива по рабочей массе топлива, кг С/ГДж;

$$K_C = 10 \times \frac{C^r}{NCV_{Coal}}$$

где NCV_{Coal} – Низшая теплота сгорания топлива на рабочую массу, МДж/кг.

C^r – содержание углерода в топливе на рабочую массу, %,

$$C^r = C^{daf} \times \frac{100 - A^r - W_t^r}{100}$$

⁴ <http://www.irkutskenergo.ru/qa/968.2.html>

⁵ Согласно справочника *Энергетическое топливо СССР, М. Энергоатомиздат, 1991.* [С6]

⁶ Руководство МГЭИК по национальной инвентаризации парниковых газов. Том 2, Энергия. 2006. [С7]

где W_t^r – влажность топлива на рабочую массу, %;

C^{daf} – содержание углерода в топливе на сухую беззольную массу, %;

A^r – зольность на рабочую массу топлива, %;

$$A^r = A^d \times \frac{100 - W_t^r}{100}$$

где A^d – зольность на сухую массу топлива, %.

Результаты расчетов представлены в нижеприведенной таблице.

Таблица П.1.2. Коэффициенты эмиссии углей, сжигаемых на Усть-Илимской ТЭЦ

Коэффициент эмиссии	Единицы измерения	Уголь Ирша-Бородинский (Канско-Ачинский угольный бассейн)	Жеронский (Тунгусский угольный бассейн)
$EF_{CO_2, coal}$	кг CO ₂ /ГДж	102,31	98,92

Поскольку точно неизвестно, в каком соотношении используются данные марки углей в течение каждого года кредитного периода, то из соображений консервативности принимаем минимальный коэффициент эмиссии, равный 98,92 кг CO₂/ГДж на весь период с 2008 по 2012 гг.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2.

Расчет сокращений выбросов метана со свалки от анаэробного разложения КДО

Calculation of CO₂-equivalent emission reduction from BWW prevented from stockpiling or taken from stockpiles

General input data	
Conversion factor organic carbon to biogas (a)	1,87 m ³ biogas/kg carbon
GWP CH ₄	21
Density methane	0,714 kg/m ³
Methane concentration biogas	60%
Half-life biomass (tau)	15 year
Decomposition constant (k)	0,046 year ⁻¹
Generation factor (zeta)	0,77
Methane oxidation factor	0,10
Percentage of the stockpile under aerobic conditions	10%

Biomass specific input data	Biomass from stockpile	Fresh
Organic carbon content (db)		50,0% db
Moisture content		60% wb
Organic carbon content (wb)	0,0%	20,0% wb
Lignin fraction of C		0,25

Year	Fresh biomass prevented from stockpiling or taken from stockpile			2008	2009
	Biomass from stockpile (ton _w)	Age of biomass (years)	Fresh (ton _w)		
2003			116 791	6 742	6 437
2004			87 982	5 319	5 079
2005			127 364	8 064	7 700
2006			99 350	6 588	6 290
2007			103 442	7 184	6 859
2008			93 009	6 765	6 459
2009			109 667		7 976
2010					
2011					
2012					
2013					
2014					
2015					
2016					
2017					
Total	0		737 605		
Total emission prevention				40 661	46 801
Cumulative total emission prevention				151 580	198 381

Spreadsheet model developed by:

BTG biomass technology group B.V.
P.O. Box 217
7500 AE Enschede
The Netherlands
tel: +31 53 4892897
fax: +31 53 4893116
email: office@btgworld.com
www.btgworld.com

This spreadsheet model is based on the report: "Methane and Nitrous Oxide Emissions from Biomass Waste Stockpiles", Worldbank PCF *plus* research, August 2

ПРИЛОЖЕНИЕ 3.

**Положение о порядке контроля качества подготовки проектной
документации и отчетов о ходе реализации проектов, направленных на
сокращение выбросов парниковых газов
в ООО «СиСиДжиЭс»**

«УТВЕРЖДАЮ»
Генеральный директор
 М.А.Юлкин
«08» декабря 2009 г.

ПОЛОЖЕНИЕ

о порядке контроля качества подготовки проектной документации
и отчетов о ходе реализации проектов, направленных на сокращение
выбросов парниковых газов, в ООО «СиСиДжиЭс»

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

- 1.1. Настоящее положение устанавливает порядок контроля качества подготовки проектной документации и отчетов о ходе реализации (отчетов о мониторинге) проектов, направленных на сокращение выбросов парниковых газов из источников и/или на увеличение их абсорбции поглотителями (далее – «Проекты»).
- 1.2. Контроль качества подготовки проектной документации и отчетов о ходе реализации проектов выполняется во взаимодействии между структурными подразделениями (департаментами) ООО «СиСиДжиЭс» (далее – «Компания») и владельцем проекта (далее – «Клиент»).
- 1.3. Контроль качества подготовки проектной документации и отчетов о ходе реализации проектов предшествует их передаче на экспертизу независимой организации.

2. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ПОДГОТОВКИ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

- 2.1. Проектная документация, подготовленная сотрудником Департамента подготовки проектов, проходит следующие процедуры контроля качества:
 - 2.1.1. Проверка проектной документации директором Департамента подготовки проектов или по его поручению другим сотрудником Департамента подготовки проектов, непосредственно не связанным с подготовкой данной проектной документации;
 - 2.1.2. Устранение исполнителем выявленных замечаний и согласование внесенных изменений с директором Департамента подготовки проектов;
 - 2.1.3. Проверка проектной документации директором Департамента реализации проектов или по его поручению другим сотрудником Департамента реализации проектов;
 - 2.1.4. Устранение исполнителем выявленных замечаний и согласование внесенных изменений с директором Департамента реализации проектов;

2

- 2.1.5. Окончательная проверка и правка проектной документации директором Департамента подготовки проектов;
- 2.1.6. Передача проектной документации Клиенту на проверку;
- 2.1.7. Устранение исполнителем выявленных замечаний и согласование внесенных изменений с Клиентом и директором Департамента подготовки проектов, а при необходимости также и с директором Департамента реализации проектов;
- 2.1.8. Передача проектной документации Генеральному директору и Клиенту.
- 2.2. По выполнении описанной выше процедуры и при отсутствии замечаний со стороны Генерального директора и/или Клиента проектная документация считается готовой для передачи на экспертизу независимой организации. В противном случае процедура повторяется.
- 2.3. Директор Департамента подготовки проектов выполняет проверку всех разделов проектной документации.
- 2.4. Директор Департамента реализации проектов выполняет проверку тех разделов проектной документации, в которых описывается план и процедуры мониторинга проекта. Другие разделы проверяет при необходимости или по своему усмотрению.
- 2.5. Генеральный директор принимает окончательное решение о передаче проектной документации на экспертизу независимой организации.

3. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ПОДГОТОВКИ ОТЧЕТОВ О ХОДЕ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ

- 3.1. Отчет о ходе реализации проекта, подготовленный сотрудником Департамента реализации проектов, проходит следующие процедуры контроля качества:
 - 3.1.1. Проверка отчета ходе реализации проекта директором Департамента реализации проектов или по его поручению другим сотрудником Департамента реализации проектов, непосредственно не связанным с подготовкой данного отчета о ходе реализации проекта;
 - 3.1.2. Устранение исполнителем выявленных замечаний и согласование внесенных изменений с директором Департамента реализации проектов;
 - 3.1.3. Проверка отчета ходе реализации проекта директором Департамента подготовки проектов или по его поручению другим сотрудником Департамента подготовки проектов;
 - 3.1.4. Устранение исполнителем выявленных замечаний и согласование внесенных изменений с директором Департамента подготовки проектов;
 - 3.1.5. Окончательная проверка и правка отчета о ходе реализации проекта директором Департамента реализации проектов;
 - 3.1.6. Передача отчета о ходе реализации проекта Клиенту на проверку;
 - 3.1.7. Устранение исполнителем выявленных замечаний и согласование внесенных изменений с Клиентом и директором Департамента реализации проектов, а при необходимости также и с директором Департамента подготовки проектов;
 - 3.1.8. Передача отчета о ходе реализации проекта Генеральному директору и Клиенту.

- 3.2. По выполнении описанной выше процедуры и при отсутствии замечаний со стороны Генерального директора и/или Клиента отчет о ходе реализации проекта считается готовым для передачи на экспертизу независимой организации. В противном случае процедура повторяется.
- 3.3. Директор Департамента реализации проектов выполняет проверку всех разделов отчета о ходе реализации проекта.
- 3.4. Директор Департамента подготовки проектов выполняет проверку тех разделов отчета о ходе реализации проекта, в которых представлены результаты вычислений сокращения выбросов парниковых газов из источников и/или увеличения абсорбции парниковых газов поглотителями. Другие разделы проверяет при необходимости или по своему усмотрению.
- 3.5. Генеральный директор принимает окончательное решение о передаче отчета о ходе реализации проекта на экспертизу независимой организации.