

«УТВЕРЖДАЮ»

Генеральный директор


М.Г. Каткова

«17» июня 2010 г.



**Отчет
о ходе реализации проекта совместного
осуществления «Использование древесных
отходов для теплоснабжения п. Североонежск
Архангельской области,
Российская Федерация»
за 2008 и 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

Москва
2010

ОГЛАВЛЕНИЕ

- А. Общая информация о проектной деятельности и мониторинге
- Б. Основные мероприятия по мониторингу
- В. Меры контроля и гарантии качества
- Г. Расчет сокращений выбросов парниковых газов

ПРИЛОЖЕНИЯ

- Приложение 1- Расчет выбросов метана со свалок от анаэробного разложения древесных отходов по сценарию исходных условий
- Приложение 2- Положение о порядке контроля качества подготовки проектной документации и отчетов о ходе реализации проектов, направленных на сокращение выбросов парниковых газов, в ООО «СиСиДжиЭс»
- Приложение 3 - Исходные данные за 2008 и 2009 гг.
- Приложение 4 - Тепловые потери через изолированную поверхность подающего и обратного трубопроводов

РАЗДЕЛ А. Общая информация о проектной деятельности и мониторинге

А.1. Название проекта

Использование древесных отходов для теплоснабжения п. Североонежск Архангельской области, Российская Федерация

Сектора¹: 1. Энергетические отрасли промышленности (возобновляемые/невозобновляемые источники) (1)
2. Обращение с отходами (13)

А.2. Краткое описание проекта

Целью проекта является утилизация древесных отходов для теплоснабжения п. Североонежск Плесецкого района Архангельской области.

В основе проекта лежит строительство котельной на биотопливе установленной мощностью 20 Гкал/час (23,26 МВт). Основным топливом котельной являются древесные отходы (щепа, опилки и длинномерные отходы лесопиления). Древесные отходы поставляются от местных лесопильных предприятий. Аварийным топливом котельной является дизельное топливо. Тепловая энергия, отпускаемая от котельной, поступает конечным потребителям через существующие разводящие тепловые сети поселка, соединенные с котельной новым участком теплотрассы протяженностью около 513 м.

Главный проектировщик котельной – научно-производственная фирма ООО «РОСС МТК».

Производитель котельного оборудования – «Юниконфорт» (Италия).

Поставщик котельного оборудования – ООО «ТехСтройЛидер».

Монтаж несущих и ограждающих конструкций здания котельной - ООО «Зеленая Каска»

Монтаж котельной и вспомогательного оборудования, пуск в эксплуатацию – ООО “Этон Энергетик”.

Монтаж и пусконаладочные работы узла учета – ООО «ИЦ Скада».

А.3. Период мониторинга

- Начало периода мониторинга: 01.08.2008 г.
- Окончание периода мониторинга: 31.12.2009 г.

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 подход [C1], не согласуя его специально с какими-либо методологиями для механизма чистого развития (МЧР), но, безусловно, согласуя с требованиями *Решения 9/СМР.1, Добавление В* [C2].

¹ В соответствии со списком секторов, принятым Комитетом по надзору за совместным осуществлением. http://ji.unfccc.int/Ref/Documents/List_Sectoral_Scopes.pdf

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.

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

Этап	Дата
Начало строительно-монтажных работ (начало проектной деятельности)	Декабрь 2006 г.
Ввод в эксплуатацию с целью проведения пусконаладочных работ	Июль 2008 г.
Официальный ввод в эксплуатацию	Февраль 2009 г.

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

Филиал ОАО «Межрегионэнергогаз» в п. Североонежске

- Андрей Дядюра – руководитель проекта
- Михаил Гудков – директор обособленного подразделения «Северо-Западное»

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 ПГ

Параметр измерения	Марка, тип прибора		Заводской номер	Предел измерения	Единицы измерения	Погрешность, класс точности	Межповерочный интервал (мес.)	Дата последней поверки (калибровки)	Организация осуществляющая поверку (калибровку)
Отпуск тепловой энергии от коллекторов новой котельной в течение года у	Расходомер (подающий трубопровод)	ВЭПС-ПБ	300173	1600	м ³ /ч	1,0	48	06.08.09 г.	ФГУ «Ульяновский ЦСМ»
	Расходомер (обратный трубопровод)	ВЭПС-ПБ	300182	1600	м ³ /ч	1,0	48	06.08.09 г.	ФГУ «Ульяновский ЦСМ»
	Расходомер (подпиточный трубопровод)	Взлет-ЕР	616764	764	м ³ /ч	2,0	48	20.07.07 г.	ЗАО «Взлет»
	Измеритель давления (подающий трубопровод)	КРТ9	842894	1,6	МПа	0,5	24	08.04.09 г.	ФГУ «Ульяновский ЦСМ»
	Измеритель давления (обратный трубопровод)	КРТ9	843227	1,6	МПа	0,5	24	08.04.09 г.	ФГУ «Ульяновский ЦСМ»
	Измеритель давления (подпиточный трубопровод)	КРТ9	811381	1,6	МПа	0,5	24	28.01.08 г.	ФГУ «Ульяновский ЦСМ»
	Измеритель температуры (подающий трубопровод)	КТПТР-05	5780А	200	°С	1,0	48	15.10.08 г.	ФГУ «Менделеевский ЦСМ»

	Измеритель температуры (обратный трубопровод)	КТПТР-05	5780	200	°С	1,0	48	15.10.08 г.	ФГУ «Менделеевский ЦСМ»
	Измеритель температуры (подпиточный трубопровод)	ТПТ-1	1541	300	°С	A	48	15.06.09 г.	ФГУ «Менделеевский ЦСМ»
Средняя температура наружного	Измеритель температуры	ТПТ-1	1343	300	°С	A	48	01.06.09 г.	ФГУ «Менделеевский ЦСМ»
Продолжительность работы тепловой сети	Тепловычислитель	СПТ961.2	16737	999999999	ч	0,01	48	10.07.09 г.	ФГУ «Ульяновский ЦСМ»

Б.2. Данные мониторинга

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

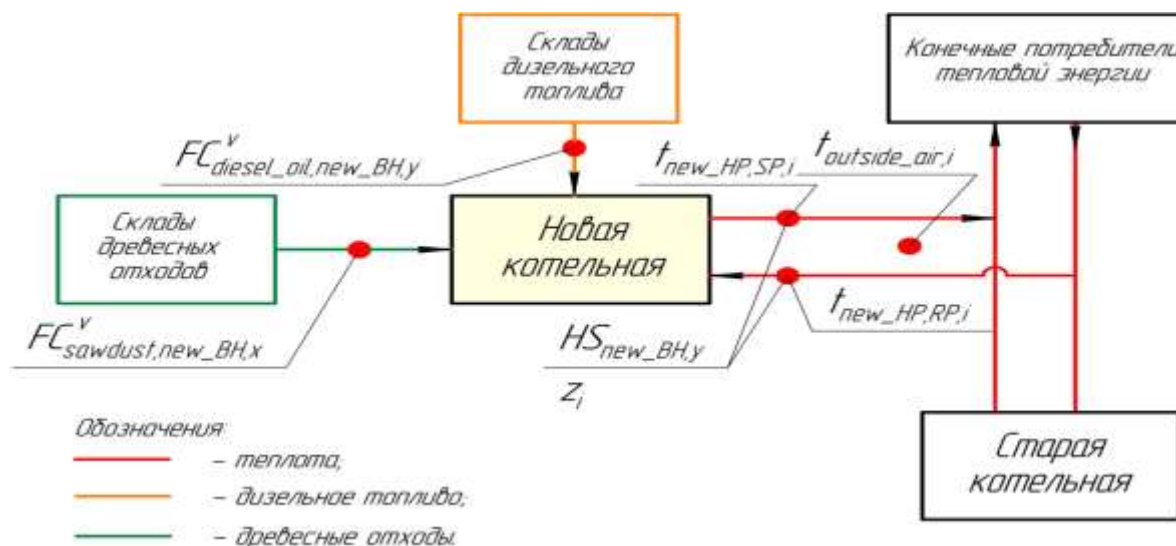


Рис Б.2.1. Расположение точек мониторинга

В соответствии с планом мониторинга следующие семь параметров контролируются (см. Таблицу Б.2.1.). Эта таблица так же содержит численные значения параметров мониторинга за 2008 и 2009 гг.

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

Идентификационный номер, обозначение	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 г.	2009 г.
1. $FC_{diesel_oil,new_BH,y}^v$	Объемный расход дизельного топлива в новой котельной в течение года y	Отдел главного энергетика	л	и	Периодически	100 %	Электронный и документальный	3 901	77 460
2. $HS_{new_BH,y}$	Отпуск тепловой энергии от коллекторов новой котельной в течение года y	Отдел главного энергетика	ГДж	и,п	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	56 577	158 501
3. $t_{new_HP,SP,i}$	Средняя температура в подающем трубопроводе на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть за месяц i	Отдел главного энергетика	°С	и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	См. Приложение 3	См. Приложение 3
4. $t_{outside_air,i}$	Средняя температура наружного воздуха за месяц i	Отдел главного энергетика	°С	и	Четыре раза в сутки	100 %	Электронный и документальный	См. Приложение 3	См. Приложение 3
5. Z_i	Продолжительность работы тепловой сети в течение года y	Отдел главного энергетика	ч	и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	3 088	6 160

6. $t_{new_HP,RP,i}$	Средняя температура в обратном трубопроводе на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть за месяц i	Отдел главного энергетика	°С	и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	См. Приложение 3	См. Приложение 3
7. $FC_{sawdust,new_BH,x}^v$	Объемный расход опилок в новой котельной в течение года y	Экономический отдел	нас. м ³	и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	12 469	44 214

Б.3. Производственный экологический контроль

Информация о воздействии проекта на окружающую среду собирается и архивируется в соответствии с российским законодательством.

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

Электронные базы данных и электронные вычислительные таблицы хранятся на компьютере главного энергетика котельной. Для обеспечения сохранности этих данных, они копируются на переносной жесткий диск каждую неделю, а так же, отсылаются по электронной почте в офис ОАО «Межрегионэнергогаз» в г. Архангельске и в офис ООО «СиСиДжиЭс» в г. Архангельске каждый месяц, где так же хранятся на компьютерах.

Все данные будут храниться в архиве предприятия в электронном и бумажном видах в течение минимум двух лет по окончании зачетного периода или последнего выпуска единиц сокращенных выбросов (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, принятые для мониторинга данных

Данные (таблица и идентификационный номер)	Степень неопределенности данных (высокая/средняя/ низкая)	Процедуры контроля качества и гарантии качества данных
Таблица Б.2.1. ИН 1	Низкая	Расход дизельного топлива на новой котельной измеряется по показаниям уровнемеров в резервуарах дизельного топлива.
Таблица Б.2.1. ИН 2	Низкая	Расходомеры и датчики давления проходят регулярную поверку. Погрешность измерений расходомеров: 1,0. Погрешность измерений датчиков давления: 0,5. Периодичность калибровки расходомеров: 48 месяцев. Периодичность калибровки датчиков давления: 24 месяца.
Таблица Б.2.1. ИН 3, 4, 6	Низкая	Измерители температуры регулярно калибруются. Погрешность измерений: 1,0. Периодичность калибровки 48 месяцев.
Таблица Б.2.1. ИН 5	Низкая	Тепловой счетчик проходит регулярную поверку. Погрешность измерений: 0,01. Периодичность калибровки 48 месяцев.
Таблица Б.2.1. ИН 7	Низкая	Расход опилок на новой котельной измеряется по количеству ковшей погрузчика и сверяется с данными узла учета приемки древесных отходов со стороны.

Внутренняя проверка

Внутренняя проверка отчета о ходе реализации проекта осуществляется главным инженером обособленного подразделения «Северо-Западное» ОАО «Межрегионэнергогаз» А. Шурыгиным (Заключение № 32/3 от 25.05.2010 г.).

Полномочия главного инженера А. Шурыгина по проверке расчетов сокращений выбросов ПГ официально подтверждены приказом № 01/05 от 05.04.2010 г.

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 2).

В.2. Эксплуатационная и административная структура

В.2.1. Процедуры мониторинга

Передача данных

Первоначальный запрос на исходные данные для мониторинга сокращений выбросов ПГ поступает от директора Департамента реализации проектов ООО «СиСиДжиЭс» в офис ОАО «Межрегионэнергогаз» в Архангельске директору обособленного подразделения «Северо-Западное», который, в свою очередь, отдает распоряжение по сбору данных на предприятие. Ответственность лиц, отвечающих за сбор, контроль и передачу данных для мониторинга закреплена в приказе №.36-09-В от 21.08.2009 г.

Собранная на предприятии информация передается директору обособленного подразделения «Северо-Западное», который, в свою очередь, передает ее директору Департамента реализации проектов ООО «СиСиДжиЭс» (Рис. В.2.1). 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 проектов 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 2).

После проверок и внесения необходимых изменений в отчет, директор Департамента реализации проектов ООО «СиСиДжиЭс» информирует директора обособленного подразделения «Северо-Западное» в Архангельске 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.

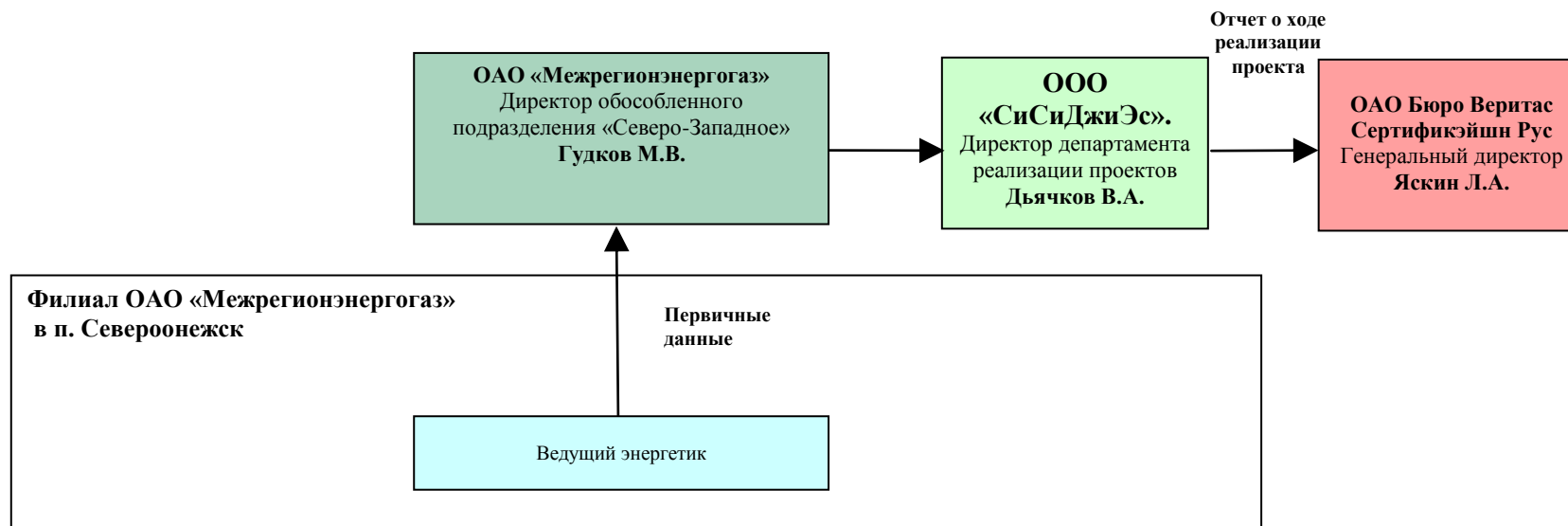


Рис. В.2.1. Схема передачи данных (от первичных данных до отчета о ходе реализации проекта)

Процедуры сбора и хранения первичных данных на предприятии

Сбор и запись данных, необходимых для расчета сокращений выбросов ПГ осуществляется в соответствии со схемой мониторинга, показанной на Рис.Б.2.1.

1. Объемный расход дизельного топлива в новой котельной в течение года y (ИН 1) определяется на основании показаний уровнемеров в резервуарах дизельного топлива.
2. Отпуск тепловой энергии от коллекторов новой котельной в течение года y (ИН 2) определяется на основании показаний тепловых счетчиков. Данные об отпуске тепловой энергии регулярно передаются на компьютер главного энергетика и архивируются.
3. Температуры в подающем и обратном трубопроводах на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть определяются на основании показаний теплового счетчика. Данные о температурах регулярно передаются на компьютер главного энергетика и архивируются. Средние температуры в подающем и обратном трубопроводах на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть за месяц i (ИН 3,6) определяются как средние значения в конце месяца i .
4. Температура наружного воздуха определяется на основании показаний термометра, установленного на наружной стене котельной. Средняя температура наружного воздуха за месяц i (ИН 4) определяется как среднее значение в конце месяца i .
5. Продолжительность работы тепловой сети в течение месяца i (ИН 5) определяется на основании показаний теплового счетчика. Данные о продолжительности работы тепловой сети регулярно передаются на компьютер главного энергетика и архивируются.
6. Количество опилок, сжигаемых в новой котельной, осуществляется по количеству ковшей опилок, поданных на сжигание. Объемный расход опилок в новой котельной в течение года x (ИН 7) определяется как суммарный объем опилок, поданных на сжигание в течение года x .

Действия в течение калибровки или поломки измерительных приборов и оборудования

Проверка 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 из строя прибора учета, измеряемые им параметры начинают контролироваться с помощью дублирующего прибора. В случае если это невозможно, вышедший из строя прибор заменяется резервным поверенным прибором. Если вышедший из строя прибор не может быть заменен, пока оборудование работает, то регистрация измеряемых им параметров на период не более 15 суток в течение года, осуществляются на основании расчета среднего значения показаний этих приборов, взятых за предшествующие выходу из строя 3 суток. Данная процедура учета разработана на основании п. 9.8 «Правил учета тепловой энергии и теплоносителя» [С5].

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 с момента начала мониторинга проекта.

Все инциденты, которые происходят на предприятии, регистрируются отделом главного энергетика в обязательном порядке. Информация о наиболее существенных инцидентах отражается в отчете о ходе реализации проекта.

В.2.2. Задачи и обязанности

Руководство филиала ОАО «Межрегионэнергогаз» в п. Североонежске ответственно за:

- нормальное функционирование оборудования (директор обособленного предприятия «Северо-Западное»);
- периодическую калибровку и надлежащее обслуживание оборудования (директор обособленного предприятия «Северо-Западное»);
- сбор данных, необходимых для расчета сокращений выбросов ПГ (директор обособленного предприятия «Северо-Западное»);
- подготовку и проведение учебных тренингов для персонала предприятия, связанного со сбором данных, необходимых для мониторинга сокращений выбросов ПГ по проекту (руководитель проекта).

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).

В.2.3. Тренинги

Персонал котельной прошел необходимое обучение в сертифицированных на данный вид деятельности учебных учреждениях. Весь обслуживающий персонал имеет надлежащую квалификацию и действующие разрешения на работу с основным оборудованием котельной. Новые работники и персонал, который должен подтвердить имеющуюся группу допуска, обязаны пройти соответствующее обучение, сдать экзамен и получить разрешающее удостоверение в соответствии с Федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». Ответственный за обучение персонала – начальник котельной. В его обязанности входит:

- а) получение заявок на обучение;
- б) составление графика обучения;
- в) заключение договоров на обучение и направление их на оплату в бухгалтерию;
- г) контроль над документами по обучению.

Руководство ОАО «Межрегионэнергогаз» несет ответственность за нормальную эксплуатацию оборудования котельной, оценку выбросов вредных веществ в атмосферу, сбор данных, необходимых для расчета сокращений выбросов ПГ.

Руководство ЗАО «Тепло-Инвест» несет полную ответственность за реализацию проекта и осуществляет общий контроль.

Минимум один раз в год специалисты ООО «СиСиДжиЭс» совместно с руководством ОАО «Межрегионэнергогаз» организуют и проводят тренинги для персонала котельной, связанного со сбором данных, необходимых для расчета сокращений выбросов ПГ.

Проверка оборудования, необходимого для сбора первичных данных для мониторинга, и тренинг персонала были проведены 9.04.2009 г., 7.07.2009 г., 21.01.2010 г.

В.2.4. Причастность третьих лиц

ФГУ «Ульяновский ЦСМ», ФГУ «Менделеевский ЦСМ».

В.3. Оценка воздействия на окружающую среду

При сгорании топлива в атмосферный воздух выделяются следующие загрязняющие вещества: оксиды азота, сажа, оксид углерода, бенз(а)пирен, взвешенные вещества. Дымовые газы от каждого котлоагрегата выбрасываются в атмосферу через отдельную трубу. Параметры труб: высота – 30 м, диаметр – 1 м. Очистка отходящих газов осуществляется во встроенных мультициклонах, эффективность очистки – 85 %.

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу представлены в Таблице В.3.1

Таблица В.3.1. Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу²

№ ист	Наименование газоочистных установок	Коэфф. обесп. газо- очисткой, %	Ср. экспл. степ. очистки ----- максим. степ. оч., %	Загрязняющее вещество		Выбросы загрязняющих веществ			Валовый выброс по источнику, т/год
				Код	Наименование	г/с	мг/м ³ при н.у.	т/год	
Котел№1	Встроенный золоуловитель	100,0 100,0	85,00/85,00 85,00/85,00	301	Азота диоксид; (Азот(IV) оксид)	0,8789907	90,1528923	18,7641164	18,7641164
				304	Азот (II) оксид; Азота оксид	0,1428360	14,6498462	3,0491689	3,0491689
				703	Бенз[а]пирен; 3,4-Бензпирен	0,0000049	0,0005026	0,0001053	0,0001053
				2902	Взвешенные вещества	0,1440000	14,7692308	3,0740175	3,0740175
				328	Углерод; Сажа	0,6016157	61,7041744	12,8428965	12,8428965
				337	Углерод оксид	12,8450557	1317,4416103	274,2078259	274,2078259
Котел№2	Встроенный золоуловитель	100,0 100,0	85,00/85,00 85,00/85,00	301	Азота диоксид; (Азот(IV) оксид)	0,8447903	86,6451590	18,0339567	18,0339567
				304	Азот (II) оксид; Азота оксид	0,1372784	14,0798359	2,9305180	2,9305180
				703	Бенз[а]пирен; 3,4-Бензпирен	0,0000047	0,0004821	0,0001011	0,0001011
				2902	Взвешенные вещества	0,1395000	14,3076923	2,9779425	2,9779425
				328	Углерод; Сажа	0,5828152	59,7759179	12,4415060	12,4415060
				337	Углерод оксид	12,4436481	1276,2716000	265,6377651	265,6377651
Котел№3	Встроенный золоуловитель	100,0 100,0	85,00/85,00 85,00/85,00	301	Азота диоксид; (Азот(IV) оксид)	0,8789907	90,1528923	18,7641164	18,7641164
				304	Азот (II) оксид; Азота оксид	0,1428360	14,6498462	3,0491689	3,0491689
				703	Бенз[а]пирен; 3,4-Бензпирен	0,0000049	0,0005026	0,0001053	0,0001053
				2902	Взвешенные вещества	0,1440000	14,7692308	3,0740175	3,0740175
				328	Углерод; Сажа	0,6016157	61,7041744	12,8428965	12,8428965
				337	Углерод оксид	12,8450557	1317,4416103	274,2078259	274,2078259

² Источник данных: Проект нормативов предельно-допустимых выбросов (проект ПДВ), разработанный организацией «Филиал ФГУ «Центр лабораторного анализа и технических измерений по Северо-Западному федеральному округу» – «Центр лабораторного анализа и технических измерений по Архангельской области» (ЦЛАТИ по Архангельской области)» для ОАО «Архангельсктеплогаз».

№ ист	Наименование газоочистных установок	Коэфф. обесп. газоочисткой, %	Ср. экпл. степ. очистки ----- максим. степ. оч., %	Загрязняющее вещество		Выбросы загрязняющих веществ			Валовый выброс по источнику, т/год
				Код	Наименование	г/с	мг/м ³ при н.у.	т/год	
Котел №4 Встроенный золоуловитель		100,0 100,0	85,00/85,00 85,00/85,00	301	Азота диоксид; (Азот(IV) оксид)	0,8618566	88,3955487	18,3973272	18,3973272
				304	Азот (II) оксид; Азота оксид	0,1400517	14,3642769	2,9895657	2,9895657
				703	Бенз[а]пирен; 3,4-Бензпирен	0,0000049	0,0005026	0,0001047	0,0001047
				2902	Взвешенные вещества	0,1417500	14,5384615	3,0258180	3,0258180
				328	Углерод; Сажа	0,5922154	60,7400410	12,6415244	12,6415244
				337	Углерод оксид	12,6443519	1296,8566051	269,9083448	269,9083448

В Таблице В.3.2. 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 [СЗ].

В результате проекта потребление мазута на старой котельной в 2008 г. снижается в среднем на 2 265 тонн. В связи с этим снижаются выбросы диоксидов серы на 58,8 т/год, оксидов углерода – на 29,0 т/год, оксидов азота (в пересчете на диоксид азота) – на 2,3 т/год, золы в пересчете на ванадий на 0,2 т/год. В целом снижение валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составляет 90,3 т/год.

В результате проекта потребление мазута на старой котельной в 2009 г. снижается в среднем на 6 189 тонн. В связи с этим снижаются выбросы диоксидов серы на 160,7 т/год, оксидов углерода – на 79,1 т/год, оксидов азота (в пересчете на диоксид азота) – на 6,3 т/год, золы в пересчете на ванадий на 0,6 т/год. В целом снижение валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составляет 246,7 т/год.

Таблица В.3.2. Изменение выбросов вредных веществ в атмосферу, т/год

Загрязняющее вещество	Численное значение	
	2008 г.	2009 г.
Зола в пересчете на ванадий	-0,2	-0,6
Диоксид серы (SO ₂)	-58,8	-160,7
Оксиды азота в пересчете на диоксид азота (NO ₂)	-2,3	-6,3
Оксид углерода (CO)	-29,0	-79,1
Всего выбросов	-90,3	-246,7

РАЗДЕЛ Г. Расчет сокращений выбросов парниковых газов

Г.1. Расчет выбросов парниковых газов по проекту

Сокращение выбросов парниковых газов (ПГ) в течение года y , т CO_2 -экв:

$$PE_y = PE_{diesel_oil,y},$$

где $PE_{diesel_oil,y}$ – выбросы CO_2 от сжигания дизельного топлива в новой котельной по проекту в течение года y , т CO_2 -экв.;

$$PE_{diesel_oil,y} = FC_{diesel_oil,new_BH,y}^v \times NCV_{diesel_oil} \times EF_{CO_2,diesel_oil},$$

где $FC_{diesel_oil,new_BH,y}^v$ – объемный расход дизельного топлива в новой котельной в течение года y , л;

NCV_{diesel_oil} – низшая теплота сгорания дизельного топлива, ГДж/л, была принята $NCV_{diesel_oil} = 0,0371$ ГДж/л [С7, стр.8, табл.3];

$EF_{CO_2,diesel_oil}$ – коэффициент эмиссии CO_2 для сжигания дизельного топлива, т CO_2 -экв./ГДж. Согласно «Руководству МГЭИК по национальной инвентаризации парниковых газов 2006 г.» [С6] на весь период действия проекта принято:

$$EF_{CO_2,diesel_oil} = 0,0741 \text{ т } \text{CO}_2\text{-экв./ГДж.}$$

Г.2. Расчет выбросов парниковых газов по сценарию исходных условий

Общие выбросы ПГ по сценарию исходных условий в течение года y , т CO_2 -экв:

$$BE_y = BE_{RFO,y} + BE_{WW,dump,y},$$

где $BE_{RFO,y}$ – выбросы CO_2 от сжигания мазута в старой котельной для выработки тепловой энергии, поставляемой конечным потребителям поселка по сценарию исходных условий в течение года y , т CO_2 -экв.;

$$BE_{RFO,y} = FC_{RFO,old_BH,BL,y}^{settlement} \times EF_{CO_2,RFO},$$

где $FC_{RFO,old_BH,BL,y}^{settlement}$ – количество мазута, сжигаемого в старой котельной для выработки тепловой энергии, поставляемой конечным

потребителям поселка по сценарию исходных условий в течение года $у$, ГДж;

$$FC_{RFO,old_BH,BL,y}^{settlement} = \frac{HS_{old_BH,BL,y}^{settlement}}{\eta_{HWB,old_BH} \times (1 - q_{old_BH})},$$

где $HS_{old_BH,BL,y}^{settlement}$ – отпуск тепловой энергии от коллекторов старой котельной для теплоснабжения поселка по сценарию исходных условий в течение года $у$, ГДж;

q_{old_BH} – доля тепловой энергии на собственные нужды старой котельной, была принята $q_{old_BH} = 0,0351$ [С10, табл.3];

η_{HWB,old_BH} – коэффициент полезного действия водогрейных котлов старой котельной, был принят $\eta_{HWB,old_BH} = 0,87$ [С9, стр.267];

$$HS_{old_BH,BL,y}^{settlement} = HS_{BL,y} + HL_{old_HP,BL,y},$$

где $HS_{BL,y}$ – отпуск тепловой энергии конечным потребителям поселка по сценарию исходных условий в течение года $у$, ГДж;

$$HS_{BL,y} = HS_{PJ,y},$$

где $HS_{PJ,y}$ – отпуск тепловой энергии конечным потребителям поселка по проекту в течение года $у$, ГДж;

$$HS_{PJ,y} = HS_{new_BH,y} - HL_{new_HP,y},$$

где $HS_{new_BH,y}$ – отпуск тепловой энергии от коллекторов новой котельной в течение года $у$, ГДж;

$HL_{new_HP,y}$ – потери тепловой энергии на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть в течение года $у$, ГДж;

$$HL_{new_HP,y} = HL_{new_HP,SP,y}^{standard} + HL_{new_HP,RP,y}^{standard},$$

где $HL_{new_HP,SP,y}^{standard}$ – нормативные потери тепловой энергии в подающем трубопроводе на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть в течение года $у$, ГДж;

$$HL_{new_HP,SP,y}^{standard} = \beta_{new_HP} \times L_{new_HP,SP} \times \frac{q_{new_HP,SP}^{standard}}{10^6} \times \sum_i \left(\frac{(t_{new_HP,SP,i} - t_{outside_air,i})}{t_{new_HP,SP} - 5} \times z_i \right),$$

где β_{new_HP} – коэффициент местных тепловых потерь для новой тепловой сети, был принят

$$\beta_{new_HP} = 1,15 \text{ [C8, пункт 11.3.3];}$$

$L_{new_HP,SP}$ – протяженность подающего трубопровода на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть, м, была принята $L_{new_HP,SP} = 512$ м (протяженность участка теплосети была определена на основании проектной документации);

$q_{new_HP,SP}^{standard}$ – нормативное значение удельных тепловых потерь в подающем трубопроводе на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть, кДж/(м*ч), было принято $q_{new_HP,SP}^{standard} = 194,6$ кДж/(м*ч) [C8, приложение 4, табл. 4.1];

$t_{new_HP,SP,i}$ – средняя температура в подающем трубопроводе на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть за месяц i , °C;

$t_{outside_air,i}$ – средняя температура наружного воздуха за месяц i , °C;

$t_{new_HP,SP}$ – средняя температура в подающем трубопроводе на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть за год, °C, была принята $t_{new_HP,SP} = 54,8$ °C (см. Приложение 4);

5 – среднегодовая расчетная температура наружного воздуха, °C;

z_i – продолжительность работы тепловой сети в течение месяца i , ч.

$HL_{new_HP,RP,y}^{standard}$ – нормативные потери тепловой энергии в обратном трубопроводе на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть в течение года y , ГДж;

$$HL_{new_HP,RP,y}^{standard} = \beta_{new_HP} \times L_{new_HP,RP} \times \frac{q_{new_HP,RP}^{standard}}{10^6} \times \sum_i \left(\frac{(t_{new_HP,RP,i} - t_{outside_air,i})}{t_{new_HP,RP} - 5} \times z_i \right),$$

где $L_{new_HP,RP}$ – протяженность обратного трубопровода на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть, м, была принята $L_{new_HP,RP} = 514$ м (протяженность участка теплосети была определена на основании проектной документации);

$q_{new_HP,RP}^{standard}$ – нормативное значение удельных тепловых потерь в обратном трубопроводе на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть, кДж/(м*ч), было принято $q_{new_HP,RP}^{standard} = 169,5$ кДж/(м*ч) [С8, приложение 4, табл. 4.1];

$t_{new_HP,RP,i}$ – средняя температура в обратном трубопроводе на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть за месяц i , °С;

$t_{new_HP,RP}$ – средняя температура в обратном трубопроводе на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть за год, °С, была принята $t_{new_HP,RP} = 44,9$ °С (см. Приложение 4).

$HL_{old_HP,BL,y}$ – потери тепловой энергии на участке теплосети от старой котельной до места врезки теплотрассы от новой котельной в существующую тепловую сеть по сценарию исходных условий в течение года y , ГДж;

$$HL_{old_HP,BL,y} = HL_{old_HP,SP,BL,y}^{standard} + HL_{old_HP,RP,BL,y}^{standard},$$

где $HL_{old_HP,SP,BL,y}^{standard}$ – нормативные потери тепловой энергии в подающем трубопроводе на участке теплосети от старой котельной до места врезки теплотрассы от новой котельной в существующую тепловую сеть по сценарию исходных условий в течение года у, ГДж;

$$HL_{old_HP,SP,BL,y}^{standard} = \beta_{old_HP} \times L_{old_HP} \times \frac{q_{old_HP,SP}^{standard}}{10^6} \times \sum_i \left(\frac{(t_{old_HP,SP,i} - t_{outside_air,i})}{t_{old_HP,SP} - 5} \times z_i \right),$$

где β_{old_HP} – коэффициент местных тепловых потерь для старой тепловой сети, был принят $\beta_{old_HP} = 1,15$ [С8, пункт 11.3.3];

L_{old_HP} – протяженность теплосети от старой котельной до места врезки теплотрассы от новой котельной в существующую тепловую сеть, м, была принята $L_{old_HP} = 6\,650$ м (протяженность участка теплосети была определена на основании схемы теплоснабжения поселка);

$q_{old_HP,SP}^{standard}$ – нормативное значение удельных тепловых потерь в подающем трубопроводе на участке теплосети от старой котельной до места врезки теплотрассы от новой котельной в существующую тепловую сеть, кДж/(м*ч), было принято $q_{old_HP,SP}^{standard} = 477,9$ кДж/(м*ч) [С8, приложение 1, табл.1.2];

$t_{old_HP,SP,i}$ – средняя температура в подающем трубопроводе на участке теплосети от старой котельной до места врезки теплотрассы от новой котельной в существующую тепловую сеть за месяц i , °С;

$$t_{old_HP,SP,i} = t_{new_HP,SP,i}.$$

$t_{old_HP,SP}$ – средняя температура в подающем трубопроводе на участке теплосети от старой котельной до места врезки теплотрассы от новой котельной в существующую тепловую сеть за год, °С, была принята $t_{old_HP,SP} = 54,8$ °С (см. Приложение 4).

$HL_{old_HP,RP,BL,y}^{standard}$ – нормативные потери тепловой энергии в обратном трубопроводе на участке теплосети от старой котельной до места врезки теплотрассы от новой котельной в существующую тепловую сеть по сценарию исходных условий в течение года y , ГДж;

$$HL_{old_HP,RP,BL,y}^{standard} = \beta_{old_HP} \times L_{old_HP} \times \frac{q_{old_HP,RP}^{standard}}{10^6} \times \sum_i \left(\frac{(t_{old_HP,RP,i} - t_{outside_air,i})}{t_{old_HP,RP} - 5} \times z_i \right),$$

где $q_{old_HP,RP}^{standard}$ – нормативное значение удельных тепловых потерь в обратном трубопроводе на участке теплосети от старой котельной до места врезки теплотрассы от новой котельной в существующую тепловую сеть, кДж/(м³ч), было принято $q_{old_HP,RP}^{standard} = 430,7$ кДж/(м³ч) [С8, приложение 1, табл.1.2];

$t_{old_HP,RP,i}$ – средняя температура в обратном трубопроводе на участке теплосети от старой котельной до места врезки теплотрассы от новой котельной в существующую тепловую сеть за месяц i , °С;

$$t_{old_HP,RP,i} = t_{new_HP,RP,i}$$

$t_{old_HP,RP}$ – средняя температура в обратном трубопроводе на участке теплосети от старой котельной до места врезки теплотрассы от новой котельной в существующую тепловую сеть за год, °С, была принята $t_{old_HP,RP} = 44,9$ °С (см. Приложение 4).

η_{HWB,old_BH} – коэффициент полезного действия водогрейных котлов старой котельной, был принят $\eta_{HWB,old_BH} = 0,87$ [С9, стр.267];

q_{old_BH} – доля тепловой энергии на собственные нужды старой котельной, была принята $q_{old_BH} = 0,0351$ [С10, табл.3].

$EF_{CO_2,RFO}$ – коэффициент эмиссии CO₂ для сжигания мазута, т CO₂-экв./ГДж. Согласно «Руководству МГЭИК по национальной инвентаризации парниковых газов 2006 г.» [С6] на весь период действия проекта принят: $EF_{CO_2,RFO} = 0,0774$ т CO₂-экв./ГДж.

$BE_{WW,dump,y}$ – выбросы CH_4 от разложения на свалках древесных отходов по сценарию исходных условий в течение года y , т CO_2 -экв;

Численное значение $BE_{WW,dump,y}$ определяется по модели «Расчет сокращений выбросов CO_2 -эквивалента от предотвращения вывоза биомассы на свалку или от утилизации биомассы со свалки», разработанной «BTG biomass technology group B.V» на основе [C4] (см. Приложение 1).

$$BE_{WW,dump,y} = \left(1 - w_{lignin,WW}\right) \times k_{WW} \times \frac{C_{WW}^{db}}{100} \times a \times \zeta \times \left(1 - \frac{\varphi}{100}\right) \times (1 - \zeta_{OX}) \times \frac{V_m}{100} \times \rho_{CH_4} \times GWP_{CH_4} \times \sum_{x=2008}^{x=y} \left(WW_{dump,BL,x}^{dry} \times e^{-k_{WW}(y-x)}\right),$$

где $WW_{dump,BL,x}^{dry}$ – вывоз древесных отходов на свалки по сценарию исходных условий в течение года x , т с.в.;

$$WW_{dump,BL,x}^{dry} = FC_{sawdust,new_BH,x}^v \times k_{sawdust},$$

где $FC_{sawdust,new_BH,x}^v$ – объемный расход опилок в новой котельной в течение года x , нас. m^3 ;

$k_{sawdust}$ – коэффициент перевода насыпных кубометров опилок в тонны сухого вещества, т с.в./нас. m^3 , был принят $k_{sawdust} = 0,0879$ [C1, раздел Б.1];

$w_{lignin,WW}$ – доля лигнина в С для древесных отходов, была принята $w_{lignin,WW} = 0,25$ [C4, стр.43];

k_{WW} – постоянная скорости распада для древесных отходов, $год^{-1}$, была принята $k_{WW} = \ln(1/2)/15 = 0,046$ $год^{-1}$ [C4, стр.42];

C_{WW}^{db} – содержание органического углерода в древесных отходах на сухую массу, %, было принято $C_{WW}^{db} = 50\%$ [C4, стр.45];

a – переводной коэффициент для пересчета кг углерода в объем биогаза, $m^3/кг$ углерода, был принят $a = 1,87$ $m^3/кг$ [C4, стр.24];

ζ – коэффициент образования, был принят $\zeta = 0,77$ [C4, стр.41];

φ – процент объема отходов, хранящихся в аэробных условиях, %, был принят $\varphi = 10\%$ [C4, стр.80];

ζ_{OX} – коэффициент окисления метана, был принят $\zeta_{OX} = 0,10$ [C4, стр.43];

V_m – концентрация метана в биогазе, %, была принята $V_m = 60\%$ [C4, стр.41];

ρ_{CH_4} – плотность метана, $кг/м^3$, была принята $\rho_{CH_4} = 0,714$ $кг/м^3$ [C1, раздел Г.4];

GWP_{CH_4} – потенциал глобального потепления для метана, т CO₂-экв./т CH₄, был принят $GWP_{CH_4}=21$ т CO₂-экв./т CH₄ [С4, стр.12];

y – год, для которого рассчитывается сокращение выбросов CO₂-экв., год;

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

При расчете выбросов метана для каждого года y используются данные по вывозу опилок на свалки, начиная с 2008 г.

Г.3. Расчет сокращений выбросов парниковых газов

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

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Результаты расчетов представлены 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 г.	2009 г.
Выбросы ПГ по проекту				
Выбросы ПГ по проекту	$PE_{NG,y}$	т CO ₂ -экв	11	213
Выбросы ПГ по сценарию исходных условий				
Выбросы ПГ по сценарию исходных условий	$BE_{NG,y}$	т CO ₂ -экв	7 221	20 083
Сокращение выбросов ПГ				
Сокращения выбросов ПГ	ER_y	т CO ₂ -экв	7 210	19 870

В соответствии с проектной документацией, сокращения выбросов ПГ за 2008 г. составили **7 936** т CO₂-экв.

В соответствии с проектной документацией, сокращения выбросов ПГ за 2009 г. составили **27 964** т CO₂-экв.

Причины снижения единиц сокращенных выбросов (ЕСВ) по мониторингу относительно прогнозных значений, указанных в проектной документации:

1. Снижение отпуска тепла от старой котельной по сценарию исходных условий на 4 585 ГДж в 2008 г. и на 69 420 ГДж в 2009 г. (Таблица Г.3.2). Это снизило величину сокращений выбросов ПГ до 7 513 и 21 563 т CO₂-экв в 2008 и 2009 гг. соответственно. В процентном соотношении, влияние этого фактора на общее снижение ЕСВ по сравнению с уровнем проектной документации составило 58,3 % для 2008 г. и 79,1 % для 2009 г.
2. Сокращение количества КДО, предотвращенных к вывозу на свалку, на 1 607 т в 2008 г. и на 6 610 т в 2009 г. Это снизило величину сокращений выбросов ПГ до 7 221 и 20 083 т CO₂-экв в 2008 и 2009 гг. соответственно. В процентном соотношении, влияние этого фактора на общее снижение ЕСВ по сравнению с уровнем проектной документации составило 40,2 % для 2008 г. и 18,3 % для 2009 г.
3. Использование вспомогательного дизельного топлива в количестве 3 901 л в 2008 г. и 77 460 л в 2009 г. Это снизило величину сокращений выбросов ПГ до 7 210 и 19 870 т CO₂-экв в 2008 и 2009 гг. соответственно. В процентном соотношении, влияние этого фактора на общее снижение ЕСВ по сравнению с уровнем проектной документации составило 1,5 % для 2008 г. и 2,6 % для 2009 гг.

**Таблица Г.3.2. Факторы, приводящие к снижению ЕСВ по мониторингу относительно
прогнозных значений, указанных в проектной документации**

Фактор	2008 г.		2009 г.	
	Проектная документация	Отчет о ходе реализации проекта	Проектная документация	Отчет о ходе реализации проекта
Отпуск тепла от старой котельной по сценарию исходных условий, ГДж	80 737	76 152	277 502	208 082
Количество КДО, которое могло быть вывезено на свалку, т	2 703	1 096	10 496	3 886
Использование вспомогательного дизельного топлива, л	0	3 901	0	77 460

ООО «СиСиДжиЭс»

01.06.2010 г.



Владимир Дьячков, директор Департамента реализации проектов



Евгений Журавский, специалист Департамента реализации проектов

ССЫЛКИ

- [C1] Проектная документация “Использование древесных отходов для теплоснабжения п. Североонежск Архангельской области, Российская Федерация”. Версия 1.0/ 28.08.2009 г.
- [C2] Решение 9/СМР.1. Руководство по реализации Статьи 6 Киотского протокола. FCCC/КР/СМР/2005/8/Add.2. 30 марта 2006 г.
- [C3] РД 34.02.305-98 «Методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС», ВТИ, 1998 г.
- [C4] Выбросы метана и оксида азота от свалок отходов биомассы, Исследование PCFplus, Всемирный банк, август 2002 г.
- [C5] Правила учета тепловой энергии и теплоносителя. Главное управление государственного энергетического надзора. Москва. 1995 г.
- [C6] Руководство МГЭИК по национальной инвентаризации парниковых газов. Том 2, Энергия. 2006 г.
- [C7] Институт мировых ресурсов (ИМР) и Всемирный совет предпринимателей по устойчивому развитию. 2001г. Расчет выбросов CO₂ от передвижных источников – Руководство к расчетным листам. Вашингтон, округ Колумбия: Институт мировых ресурсов.
- [C8] Инструкция по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии. Утверждена приказом Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. №325.
(<http://www.spbustavsud.ru/printdoc?tid=&nd=902148459&nh=0&ssect=0>).
- [C9] Справочник по котельным установкам малой производительности/Под ред. К.Ф. Роддатиса. М.: Энергоатомиздат, 1989 г.
- [C10] Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения. МДК 4-05.2004. Москва, 2004 г.
- [C11] Головков С.И. Энергетическое использование древесных отходов. – М.: Лесная промышленность, 1987 г.
- [C12] Приложение к договору №.15/2008 от 07.07.2008 г. о поставке тепловой энергии.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

**Расчет выбросов метана со свалок от анаэробного разложения древесных отходов по
сценарию исходных условий**

**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		0% wb
Organic carbon content (wb)	0,0%	50,0% wb
Lignin fraction of C		0,25

Year	Fresh biomass prevented from stockpiling or taken from stockpile			Year	
	Biomass from stockpile (ton _w)	Age of biomass (years)	Fresh (ton _w)	2008 ton CO ₂ -eq	2009
2008			1 096	199	190
2009			3 886		707
2010					
2011					
2012					
2013					
2014					
2015					
2016					
2017					
2018					
2019					
2020					
2021					
2022					
2023					
Total	0		4 982		
Total emission prevention				199	897
Cumulative total emission prevention				199	1 096

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 PCFplus research, August 2002

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

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

- 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.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Исходные данные за 2008 и 2009 гг.

Данные для мониторинга сокращений выбросов парниковых газов за 2008 г.
по проекту "Использование древесных отходов для теплоснабжения п. Североонежск Архангельской области"

№ пп	Параметр	Размерность	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	2008
1	Отпуск тепловой энергии от коллекторов новой котельной	Гкал	509	1891	3269	3750	4094	13513
2	Средняя температура в подающем трубопроводе на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть	°С	48,23	48,30	50,03	50,44	53,21	-
3	Средняя температура в обратном трубопроводе на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть	°С	43,99	39,77	40,14	41,00	43,30	-
4	Средняя температура наружного воздуха	°С	13,05	8,37	5,47	1,38	-3,51	-
5	Продолжительность работы тепловой сети	ч	304	586	721	757	720	3088
6	Объемный расход дизельного топлива в новой котельной	л	0	0	3098	209	594	3901
7	Объемный расход опилок в новой котельной	нас. м ³	1520	1610	2489	3175	3675	12469

Генеральный директор
ОАО "Архангельсктеплогаз"



Кокорин А.В.

22.01.2010г.

Отчет о ходе реализации проекта «Использование древесных отходов для теплоснабжения п. Североонежск
Архангельской области, Российская Федерация»

Данные для мониторинга сокращений выбросов парниковых газов за 2009 г.
по проекту "Использование древесных отходов для теплоснабжения п. Североонежск Архангельской области"

№ пп	Параметр	Размерность	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	2009
1	Отпуск тепловой энергии от коллекторов новой котельной	Гкал	4900	5140	4056	4182	2618				2069	4303	4526	6062	37855
2	Средняя температура в подающем трубопроводе на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть	°С	56,95	59,52	56,03	53,44	49,35				54,70	55,10	58,00	67,10	-
3	Средняя температура в обратном трубопроводе на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в	°С	45,29	47,229	45,29	43,64	40,99				41,80	43,50	46,60	51,80	-
4	Средняя температура наружного воздуха	°С	-10,23	-9,51	-4,05	-1,01	8,83				10,40	1,50	-0,40	-11,20	-
5	Продолжительность работы тепловой сети	ч	744	744	672	744	537				535	744	720	720	6160
6	Объемный расход дизельного топлива в новой котельной	л	77460	0	0	0	0				0	0	0	0	77460
7	Объемный расход опилок в новой котельной	нас. м ³	3807	3489	3537	3432	1954				4914	9319	9385	4377	44214

Генеральный директор
ОАО "Архангельсктеплогаз"



Кокоянин А.В.

22.01.2010

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

Тепловые потери через изолированную поверхность подающего и обратного трубопроводов

Расчет тепловых потерь через изолированную поверхность прямого и обратного теплопроводов от места установки датчиков узла учета теплоэнергии до границы раздела балансовой и эксплуатационной ответственности

Все ссылки по пунктам расчета относятся к "Порядку расчета и обоснования нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии" утвержденного Приказом Минпромэнерго России от 4.10.2005г №265
п.2 Данные взяты из табл.3 СНиП 23-01-99 по ближайшему населенному пункту, а п.3 и п.4 по температурному графику Приложение №1 к договору №15/2008 в соответствии с д) пп 4) пункта 27 Раздела IV "Порядка расчета"
п.5 и п.6 выражают собой отклонения эксплуатационных температур от табличных, для которых приводятся нормы плотности теплового потока в таблице 4.5 Приложения 4 к "Порядку" для тепловых сетей спроектированных с 2004г и с числом часов работы более 5000.

50 °С	100 °С
44,600	75,120

Для трубопровода с D=426 мм интерполяцией значений таблицы 4.5 определяем нормы плотности теплового потока, ккал/(м · час):

№п/п	Периоды работы		январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	год
1	Число часов в периоде	T =	744	678	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744	8766
2	Среднемесячные и среднегодовая температуры наружного воздуха	t _{нв} =	-14,1	-12,8	-7,3	-0,1	6,6	13,4	16,1	13,9	8,0	1,2	-4,5	-10,2	0,9
3	Температуры в трубопроводе подачи по отопительному графику	t _п =	68	67	57,6	50	50	50	50	50	50	50	53	62	54,8
4	Температуры в обратном трубопроводе по отопительному графику	t _о =	53	52	46,3	42	42	42	42	42	42	42	44,5	49	44,9
5	Отклонения температуры в трубопроводе подачи от табличной	Δt _п =	18,0	17,0	7,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	12,0	4,8
6	Отклонения температуры в обратном трубопроводе от табличной	Δt _о =	3	2	-3,7	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-5,5	-1	-5,1
7	Удельные потери по трубопроводу подачи на 1 п.м приведенные к температуре графика, (ккал/(м · час)	q _{из.п.п} =	55,587	54,977	49,239	44,600	44,600	44,600	44,600	44,600	44,600	44,600	46,431	51,925	47,501
8	Удельные потери в обратном трубопроводе на 1 п.м приведенные к температуре графика, (ккал/(м · час)	q _{из.п.о} =	46,431	45,821	42,342	39,717	39,717	39,717	39,717	39,717	39,717	39,717	41,243	43,990	41,470
9	Потери по трубопроводу подачи всего за период приведенные к графической температуре, (Гкал)	Q _{из.п.п} =	24,351	21,947	21,570	18,908	19,538	18,908	19,538	19,538	18,908	19,538	19,684	22,747	245,172
10	Потери в обратном трубопроводе всего за период приведенные к графической температуре, (Гкал)	Q _{из.п.о} =	20,419	18,363	18,621	16,903	17,467	16,903	17,467	17,467	16,903	17,467	17,553	19,346	214,878
11	Сумма потерь по обоим трубопроводам (Гкал)	ΣQ =	44,770	40,310	40,191	35,811	37,004	35,811	37,004	37,004	35,811	37,004	37,236	42,092	460,050

п.7 и п.8 Значения удельных потерь на 1 п.м трубопровода определены линейной интерполяцией в соответствии с г) пп 4) пункта 27 "Порядка", по выражению:

$$q_{из.п.(п,о)} = q_{н,50} + (q_{н,50} - q_{н,100}) : (100 - 50) \cdot \Delta t_{(п,о)}$$

п.9 и п.10 Значения потерь в трубопроводах рассчитаны по формулам 4.15 и 4.15а в) пп.4) пункта 27 "Порядка": $Q_{из.п.(п,о)} = q_{из.п.(п,о)} \cdot L_{(п,о)} \cdot \beta \cdot 10^{-6} \cdot T$, Гкал
где $\beta = 0,15$ - коэффициент местных тепловых потерь, T - время работы в периоде, час

Расчет произвел ведущий энергетик ОАО "Архангельсктеплогаз" Дырках В.В.