

«УТВЕРЖДАЮ»

Генеральный директор

_____М.Г. Каткова

«___» _____ 2011 г.

**Отчет
о ходе реализации проекта совместного
осуществления «Использование древесных
отходов для теплоснабжения п. Североонежск
Архангельской области,
Российская Федерация»
за 2010 г.**

(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
2011**

ОГЛАВЛЕНИЕ

Раздел А. Общая информация о проекте и мониторинге	3
Раздел Б. Осуществление деятельности по проекту	6
Раздел В. Описание системы мониторинга	7
Раздел Г. Оценка воздействия на окружающую среду	17
Раздел Д. Данные мониторинга	18
Раздел Е. Расчет сокращений выбросов парниковых газов.	20
Список использованных источников	30
Приложение 1. Расчет выбросов метана со свалок от анаэробного разложения древесных отходов по сценарию исходных условий	31
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»	32
Приложение 3. Первичные данные за 2010 гг.	35
Приложение 4. Тепловые потери через изолированную поверхность подающего и обратного трубопроводов	36

РАЗДЕЛ А. Общая информация о проекте и мониторинге

А.1. Название проекта

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

Сектора¹: 1. Энергетика – в части сокращения выбросов диоксида углерода от сжигания мазута в котельной ОАО «Северо-Онежский бокситовый рудник»;
5. Отходы – в части сокращения выбросов метана от размещения древесных отходов на свалках (местах организованного хранения отходов).

А.2. Период мониторинга

Период мониторинга: 01.01.2010 г. - 31.12.2010 г. (включая первый и последний дни)

А.3. 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).

Начало деятельности по проекту – декабрь 2006 г.

Начало генерации сокращений выбросов ПГ – август 2008 г.

Сокращения выбросов парниковых газов за отчетный период мониторинга (1 января 2010 г. – 31 декабря 2010 г.) составили **27 260** т CO₂-экв.

А.4. Место нахождения проекта

Проектная деятельность осуществляется на территории п. Североонежск Плесецкого района Архангельской области (Рис. А.4.1). Поселок расположен на левом берегу реки Онега в 30 км от поселка Плесецк (Рис. А.4.2). В п. Североонежск находится станция Икса – главная станция Заонежской железной дороги. Численность населения поселка около 5 300 человек.

Географическая широта: 62°35'22"С. Географическая долгота: 39°49'55"В. Часовой пояс: GMT +3:00.

Архангельская область расположена на Севере Европейской части России и входит в состав Северо-Западного федерального округа Российской Федерации. Административным центром области является город Архангельск.

¹ В соответствии с Приложением 1 к Правилам конкурсного отбора заявок, подаваемых в целях утверждения проектов, осуществляемых в соответствии со статьей 6 Киотского протокола к Рамочной конвенции ООН об изменении климата, утвержденным приказом Минэкономразвития России от 23.11.2009 № 485



Рис. А.4.1. Местоположение п. Североонежск на территории Российской Федерации



Рис. А.4.2. Карта Google Планета Земля, идентифицирующая местоположение проектной деятельности

А.5. Техническое описание проекта

В котельной установлено четыре водогрейных котла модели Global/G/M-500 итальянской фирмы «Юниконфорт» тепловой мощностью 5 Гкал/ч (5,8 МВт) каждый. В котельной так же предусмотрены резервные площади для установки дополнительного котла такой же мощности.

Котлы модели Global/G/M-500 оборудованы топкой с наклонно-переталкивающей решеткой для сжигания древесных отходов. Температура горячей воды на выходе 115 °С, давление – 0,78 МПа.

Основным топливом котельной являются древесные отходы с влажностью от 30 до 50% в составе: щепа – 2,7%, кора – 5,5%, опилки – 52% и длинномерные отходы лесопиления – 39,8%. Биотопливо доставляется на площадку котельной от местных лесопильных предприятий автомобильным транспортом поставщиков топлива. Длинномерные отходы лесопиления перед

сжиганием дробятся в щепу непосредственно на площадке котельной. Аварийным топливом котельной является дизельное топливо.

Система теплоснабжения открытая. Теплоносителем является горячая вода. Тепловая энергия, отпускаемая от коллекторов котельной, поступает конечным потребителям через существующие разводящие тепловые сети поселка, соединенные с котельной новым участком теплотрассы протяженностью около 513 м. Длина подающего трубопровода нового участка тепловой сети – 512 м, длина обратного трубопровода – 514 м, наружный диаметр тепловой сети – 426 мм. Протяженный участок теплосети длиной 6 650 м и наружным диаметром 630 мм от старой мазутной котельной до места врезки теплотрассы от новой котельной выводится из эксплуатации.

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 – ЗАО “Этон Энергетик”.

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

А.6. Используемые методологии

А.6.1. Методология исходных условий

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.6.2. 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.7. Лица, ответственные за подготовку отчетов о ходе реализации проектов

ООО «СиСиДжиЭс»:

- Владимир Дьячков, директор Департамента реализации проектов
e-mail: v.dyachkov@ccgs.ru
- Евгений Журавский, специалист Департамента реализации проектов
e-mail: e.zhuravskiy@ccgs.ru

РАЗДЕЛ Б. Осуществление деятельности по проекту

Б.1. Ход осуществления деятельности по проекту

Б.1.1. Этапы реализации проекта

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

Б.1.2. Информация, касающаяся фактического исполнения деятельности по проекту в течении периода мониторинга

Деятельность по проекту осуществляется в полном соответствии с проектной документацией.

Б.2. Отклонения от зарегистрированного плана мониторинга

Отклонения от зарегистрированного плана мониторинга отсутствуют.

РАЗДЕЛ В. Описание системы мониторинга

В.1. Организационная схема мониторинга

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.1.1). 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.

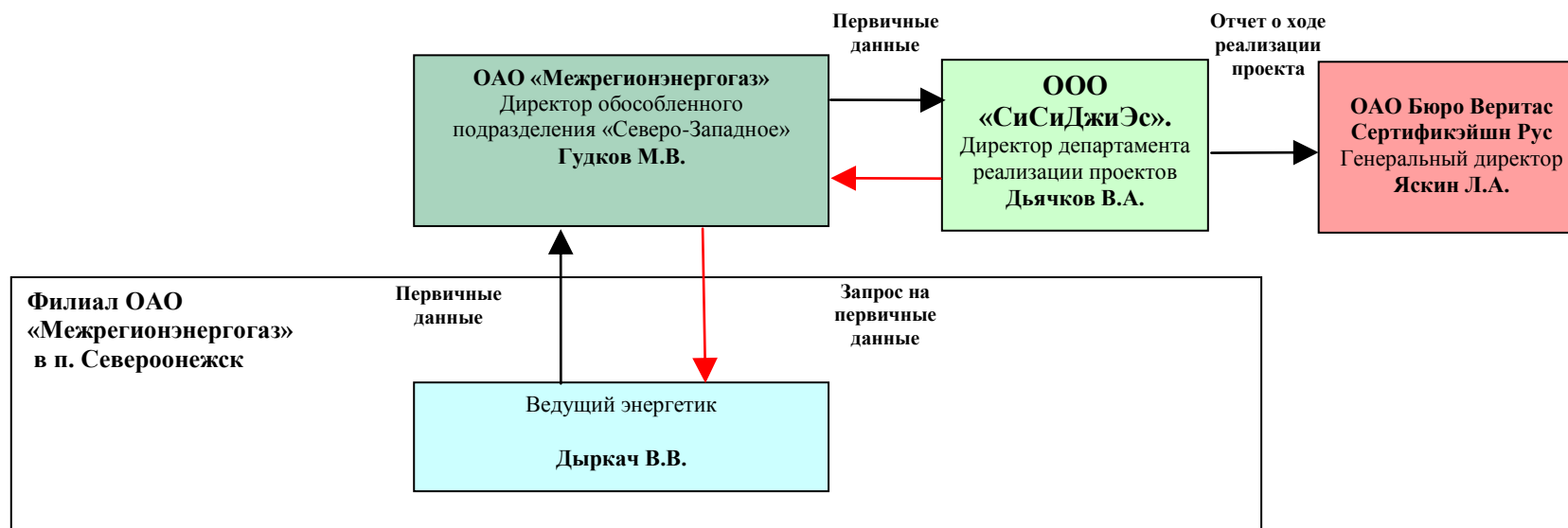


Рис. В.1.1. Схема передачи информации (от первичных данных до отчета о ходе реализации проекта)

В.2. Распределение ответственности

Руководство ООО «СиСиДжиЭс» ответственно за:

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

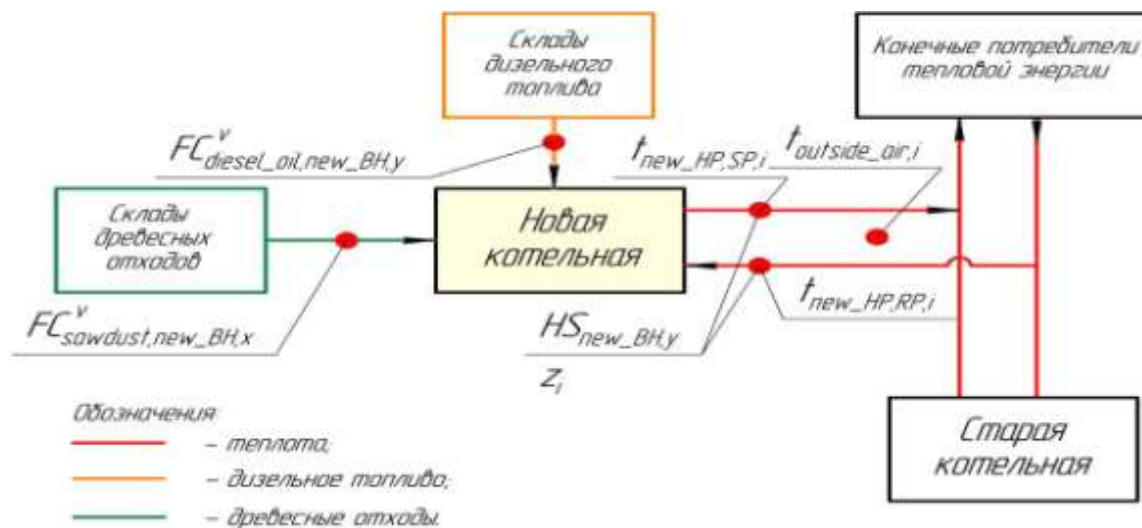
Руководство филиала ОАО «Межрегионэнергогаз» ответственно за:

- нормальное функционирование оборудования;
- периодическую калибровку и надлежащее обслуживание оборудования (директор обособленного подразделения «Северо-Западное»);
- сбор, проверка, хранение и передача первичных данных (директор обособленного подразделения «Северо-Западное», ведущий энергетик);
- проверка отчета о ходе реализации проекта (главный инженер);
- подготовку и проведение учебных тренингов для персонала предприятия, связанного со сбором данных, необходимых для мониторинга сокращений выбросов ПГ по проекту (директор обособленного подразделения «Северо-Западное»).

Ответственность лиц закреплена в приказе №..36-09-В от 21.08.2009 г. и №.01/05 от 05.04.2010 г. Обязанности членов этой рабочей группы детально описаны в Руководстве по мониторингу.

В.3. Схема расположения точек мониторинга

HS	Отпуск тепловой энергии
FC	Расход топлива
t	Температура
Z	Продолжительность работы тепловой сети



В.4. Перечень и характеристики 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 №. 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008 г.

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.

В таблице В.4.1. представлены используемые в ходе мониторинга измерительные приборы.

Таблица В.4.1. 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)	Коммуналец*	29536	1,6	МПа	0,5	48	28.12.09 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»

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)
	Измеритель температуры (подпиточный трубопровод)	ТПТ-1	1541	300	°С	A	48	15.06.09 г.	ФГУ «Менделеевский ЦСМ»
Средняя температура наружного воздуха	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»

* - Ранее установленный штатный измеритель давления КРТ9 (серийный № 811381) был заменен на период калибровки

В.5. Процедуры сбора первичных данных

Сбор данных (регистрируемых в любом случае), необходимых для определения сокращения выбросов парниковых газов, осуществляется в соответствии с наилучшими отраслевыми стандартами и практикой учета топлива, энергии, оценки воздействия на окружающую среду.

Сбор и запись данных, необходимых для расчета сокращений выбросов ПГ осуществляется в соответствии со схемой расположения точек мониторинга (см. Раздел В.3)

1. Объемный расход дизельного топлива в новой котельной в течение года u определяется на основании показаний уровнемеров в резервуарах дизельного топлива.
2. Отпуск тепловой энергии от коллекторов новой котельной в течение года u определяется на основании показаний тепловых счетчиков. Данные об отпуске тепловой энергии регулярно передаются на компьютер ведущего 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 ведущего 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 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 определяется как среднее значение в конце месяца i .

5. Продолжительность работы тепловой сети в течение месяца i определяется на основании показаний теплового счетчика. Данные о продолжительности работы тепловой сети регулярно передаются на компьютер ведущего 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 определяется как суммарный объем опилок, поданных на сжигание в течение года x .

В.6. Хранение информации

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

В.7. Причастность третьих лиц

Третьим лицом выступает ФГУ «Ульяновский ЦСМ», ФГУ «Менделеевский ЦСМ».

В.8. Меры контроля и гарантии качества мониторинга

В.8.1. Контроль качества и гарантии качества измерения первичных данных

Данные	Степень неопределенности данных (высокая/средняя/низкая)	Процедуры контроля качества и гарантии качества данных
Объемный расход дизельного топлива в новой котельной	Низкая	Расход дизельного топлива на новой котельной измеряется по показаниям уровнемеров в резервуарах дизельного топлива.
Отпуск тепловой энергии от коллекторов новой котельной	Низкая	Расходомеры, датчики температуры и давления проходят регулярную поверку. Погрешность измерений расходомеров: 1,0. Погрешность измерений датчиков давления: 0,5. Погрешность измерений датчиков температуры: 1,0. Периодичность калибровки расходомеров: 48 месяцев. Периодичность калибровки датчиков давления: 24 месяца. Периодичность калибровки датчиков температуры: 48 месяцев.
Температура наружного воздуха Температура в подающем трубопроводе Температура в обратном трубопроводе	Низкая	Измерители температуры регулярно калибруются. Погрешность измерений: 1,0. Периодичность калибровки 48 месяцев.
Продолжительность работы тепловой сети	Низкая	Тепловой счетчик проходит регулярную поверку. Погрешность измерений: 0,01. Периодичность калибровки 48 месяцев.
Объемный расход опилок в новой котельной	Низкая	Расход опилок на новой котельной измеряется по количеству ковшей погрузчика и сверяется с данными узла учета приемки древесных отходов со стороны.

В.8.2. Внутренние проверки

Внутренняя проверка первичных данных осуществляется ведущим энергетиком.

Внутренняя проверка отчета о ходе реализации проекта осуществляется главным инженером обособленного подразделения «Северо-Западное» ОАО «Межрегионэнергогаз» А. Шурыгиным. По результатам проверки отчета о ходе реализации проекта был составлен акт внутреннего аудита (Акт от 30.03.2011 г.)

Не менее одного раза в год на предприятии проводится внутренняя проверка соблюдения процедур мониторинга. В 2010 г внутренняя проверка была проведена в августе. По результатам проверки был составлен акт внутреннего аудита (Акт от 10.08.2010 г.)

В.8.3. Перекрестные проверки

Проверка первичных данных осуществляется путем перекрестной проверки различных источников, в которых фиксируются эти данные.

Проверка отчетов о ходе реализации проекта выполняется как сотрудниками обособленного подразделения «Северо-Западное» ОАО «Межрегионэнергогаз», так и сотрудниками ООО «СиСиДжиЭс».

В ООО «СиСиДжиЭс» проверка отчетов выполняется директором Департамента реализации проектов 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 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».

В.8.4. 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.

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.

В 2010 г. тренинг по сбору, проверке и передаче первичных данных персонала был проведен с 12 по 15 октября (Акт от 27.10.2010 г.).

Руководство по мониторингу, детально описывающее действия каждого члена рабочей группы, было утверждено и действует на предприятии.

В.9. Процедуры мониторинга в чрезвычайных ситуациях

При возникновении на предприятии чрезвычайных ситуаций, затрагивающих систему мониторинга проекта (аварии оборудования, выход из строя измерительных приборов и пр.), специалистами ОАО «Межрегионэнергогаз» и ООО «СиСиДжиЭс» проводится анализ возникшей ситуации, разрабатываются альтернативные схемы мониторинга и измерений на период таких ситуаций, а также корректирующие действия для оборудования и/или плана мониторинга.

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 (для аналогичных режимов работы).

В случае аварии любого из котлов снизится производство тепловой энергии, сократится отпуск тепловой энергии конечным потребителям. При возникновении перебоев с поставками древесных отходов в котлах будет сжигаться аварийное дизельное топливо. Любое изменение расхода топлива или снижение отпуска тепловой энергии в результате аварийных ситуаций будет автоматически регистрироваться счетчиками.

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

В.10. Производственный экологический контроль

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

РАЗДЕЛ Г. Оценка воздействия на окружающую среду

В Таблице Г.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 [СЗ].

В результате проекта потребление мазута на старой котельной в 2010 г. снизилось на 7 989 тонн. В связи с этим снизились выбросы диоксидов серы на 207,5 т, оксидов углерода – на 102,1 т, оксидов азота (в пересчете на диоксид азота) – на 8,1 т, золы в пересчете на ванадий на 0,7 т. В целом снижение валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составляет 318,4 т.

Таблица Г.1. Снижение выбросов вредных веществ в атмосферу в 2010 г., т

Загрязняющее вещество	Численное значение
Зола в пересчете на ванадий	0,7
Диоксид серы (SO ₂)	207,5
Оксиды азота в пересчете на диоксид азота (NO ₂)	8,1
Оксид углерода (CO)	102,1
Всего выбросов	318,4

РАЗДЕЛ Д. Данные мониторинга

Д.1. Данные, подлежащие сбору для определения выбросов ПГ для сценария исходных условий

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
1. $HS_{new_BH,y}$	Отпуск тепловой энергии от коллекторов новой котельной в течение года y	Отдел ведущего энергетика	ГДж	и,п	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	201 928
2. $t_{new_HP,SP,i}$	Средняя температура в подающем трубопроводе на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть за месяц i	Отдел ведущего энергетика	°С	и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	См. Приложение 3
3. $t_{outside_air,i}$	Средняя температура наружного воздуха за месяц i	Отдел ведущего энергетика	°С	и	Четыре раза в сутки	100 %	Электронный и документальный	См. Приложение 3
4. Z_i	Продолжительность работы тепловой сети в течение года y	Отдел ведущего энергетика	ч	и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	7 978
5. $t_{new_HP,RP,i}$	Средняя температура в обратном трубопроводе на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть за месяц i	Отдел ведущего энергетика	°С	и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	См. Приложение 3
6. $FC_{sawdust,new_BH,x}^v$	Объемный расход опилок в новой котельной в течение года y	Отдел ведущего энергетика Экономический отдел	нас. м ³	и	Непрерывно	100 %	Электронный и документальный	102 530

Д.2. Данные, подлежащие сбору для определения выбросов ПГ по проекту								
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
7. $FC_{diesel_oil,new_BH,y}^v$	Объемный расход дизельного топлива в новой котельной в течение года у	Отдел ведущего энергетика	л	и	Периодически	100 %	Электронный и документальный	135

Д.3. Данные, подлежащие сбору для определения утечек

Утечки отсутствуют.

РАЗДЕЛ Е. Расчет сокращений выбросов парниковых газов

Е.1. Расчет выбросов парниковых газов по сценарию исходных условий

Общие выбросы ПГ по сценарию исходных условий в течение года y , т CO₂-экв:

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

где $BE_{RFO,y}$ – выбросы CO₂ от сжигания мазута в старой котельной для выработки тепловой энергии, поставляемой конечным потребителям поселка по сценарию исходных условий в течение года y , т CO₂-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 y , 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 y , 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 y , ГДж;

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

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

$HL_{new_HP,y}$ – потери тепловой энергии на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть в течение года y , 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 y , 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 $\beta_{new_HP} = 1,15$ [С8, 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) [С8, 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 , °С;

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

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

5 – среднегодовая расчетная температура наружного воздуха, °С;

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 $t_{new_HP,RP}=44,9^{\circ}\text{C}$ (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 y , 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 $L_{old_HP}=6\,650\text{м}$ (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/(м³ч), было принято $q_{old_HP,SP}^{standard} = 477,9$ кДж/(м³ч) [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 $t_{old_HP,RP} = 44,9^\circ\text{C}$ (см. Приложение 4).

η_{HNB,old_BH} – коэффициент полезного действия водогрейных котлов старой котельной, был принят $\eta_{HNB,old_BH} = 0,87$ [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 CO_2 для сжигания мазута, т CO_2 -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 CO_2 -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 [С4] (см. Приложение 1).

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

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. м^3 ;

$k_{sawdust}$ – коэффициент перевода насыпных кубометров опилок в тонны сухого вещества, т с.в./нас. м^3 , был принят $k_{sawdust} = 0,0879$ [С1, раздел Б.1];

$w_{lignin,WW}$ – доля лигнина в С для древесных отходов, была принята $w_{lignin,WW} = 0,25$ [С4, стр.43];

k_{WW} – постоянная скорости распада для древесных отходов, год^{-1} , была принята $k_{WW} = \ln(1/2)/15 = 0,046 \text{ год}^{-1}$ [С4, стр.42];

- C_{ww}^{db} – содержание органического углерода в древесных отходах на сухую массу, %, было принято $C_{ww}^{db} = 50\%$ [С4, стр.45];
- a – переводной коэффициент для пересчета кг углерода в объем биогаза, м³/кг углерода, был принят $a = 1,87$ м³/кг [С4, стр.24];
- ζ – коэффициент образования, был принят $\zeta = 0,77$ [С4, стр.41];
- φ – процент объема отходов, хранящихся в аэробных условиях, %, был принят $\varphi = 10\%$ [С4, стр.80];
- ζ_{ox} – коэффициент окисления метана, был принят $\zeta_{ox} = 0,10$ [С4, стр.43];
- V_m – концентрация метана в биогазе, %, была принята $V_m = 60\%$ [С4, стр.41];
- ρ_{CH_4} – плотность метана, кг/м³, была принята $\rho_{CH_4} = 0,714$ кг/м³ [С1, 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.

Е.2. Расчет выбросов парниковых газов по проекту

Сокращение выбросов парниковых газов (ПГ) в течение года y , т CO₂-экв:

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

где $PE_{diesel_oil,y}$ – выбросы CO₂ от сжигания дизельного топлива в новой котельной по проекту в течение года y , т CO₂-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:

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

Е.3. Расчет сокращений выбросов парниковых газов

Сокращения выбросов ПГ в течение года y , т CO_2 -экв:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Результаты расчетов приведены в Таблице Е.3.1.

Таблица Е.3.1. Сводная таблица сокращений выбросов ПГ за 2010 г.

Параметр	Обозначение	Единица измерения	Численное значение
Выбросы ПГ по сценарию исходных условий	BE_y	т CO ₂ -экв	27 260,38
Выбросы ПГ по проекту	PE_y	т CO ₂ -экв	0,37
Сокращения выбросов ПГ	ER_y	т CO ₂ -экв	27 260,01

Е.4. Анализ отклонения сокращений выбросов ПГ от зарегистрированных в проектной документации

В соответствии с проектной документацией, прогнозная величина сокращений выбросов парниковых газов за 2010 г. составляет **29 765** т CO₂-экв. Сокращения выбросов ПГ по мониторингу составили **27 260** т CO₂-экв, что ниже прогноза на 2 505 т CO₂-экв или на 8,4%.

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

1. Фактический отпуск тепла от новой котельной оказался ниже прогнозного на 11 058 ГДж, или на 5,2% (Табл. Е.4.1). С учетом поправок на температуры теплоносителя и окружающей среды, данный фактор снизил количество ЕСВ на 821 т CO₂-экв или на 2,8 % (Табл. Е.4.2).
2. Фактическое количество кородревесных отходов (КДО), предотвращенных к вывозу на свалку оказалось ниже прогнозного на 1 483 т, или на 14,1%. Данный фактор снизил количество ЕСВ на 270 т CO₂-экв или 0,9 %.

Снижение объемов КДО, предотвращенных к вывозу на свалку, наблюдалось также в 2009 и 2008 гг., что снизило количество ЕСВ в 2010 г. на 3,9% и 0,9% соответственно (Табл. Е.4.2).

Таблица Е.4.1. Причины снижения сокращений ПГ по мониторингу относительно прогнозных значений, указанных в проектной документации

Причина	Размерность	Проектная документация	Отчет о ходе реализации проекта
Отпуск тепла от новой котельной	ГДж	212 986	201 928
Количество КДО, предотвращенных к вывозу на свалку в 2010 г.	т	10 496	9 012
Количество КДО, предотвращенных к вывозу на свалку в 2009 г.	т	10 496	3 886
Количество КДО, предотвращенных к вывозу на свалку в 2008 г.	т	2 703	1 096
Сжигание дизельного топлива в новой котельной	л	0	135

Таблица Е.4.2. Влияние различных факторов на снижение количества ЕСВ

Фактор	Снижение ЕСВ относительно проектных значений	
	т CO ₂ -экв	%
Уменьшение отпуска тепла от новой котельной	821	2,76
Снижение количества КДО, предотвращенных к вывозу на свалку в 2010 г.	270	0,91
Снижение количества КДО, предотвращенных к вывозу на свалку в 2009 г.	1147	3,86
Снижение количества КДО, предотвращенных к вывозу на свалку в 2008 г.	266	0,90
Сжигание дизельного топлива в новой котельной	0,37	0,001
Всего	2 505	8,42

ООО «СиСиДжиЭс»
02.06.2011 г.



Владимир Дьячков, директор Департамента реализации проектов



Евгений Журавский, специалист Департамента реализации проектов

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- [С1] Проектная документация “Использование древесных отходов для теплоснабжения п. Североонежск Архангельской области, Российская Федерация ”. Версия 1.0/ 28.08.2009 г.
- [С2] Решение 9/СМР.1. Руководство по реализации Статьи 6 Киотского протокола. FCCC/КР/СМР/2005/8/Add.2. 30 марта 2006 г.
- [С3] РД 34.02.305-98 «Методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосфере от котельных установок ТЭС», ВТИ, 1998 г.
- [С4] Выбросы метана и оксида азота от свалок отходов биомассы, Исследование PCFplus, Всемирный банк, август 2002 г.
- [С5] Правила учета тепловой энергии и теплоносителя. Главное управление государственного энергетического надзора. Москва. 1995 г.
- [С6] Руководство МГЭИК по национальной инвентаризации парниковых газов. Том 2, Энергия. 2006 г.
- [С7] 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.
- [С8] 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>).
- [С9] Справочник по котельным установкам малой производительности/Под ред. К.Ф. Роддатиса. М.: Энергоатомиздат, 1989 г.
- [С10] 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.
- [С11] Головков С.И. Энергетическое использование древесных отходов. – М.: Лесная промышленность, 1987 г.
- [С12] 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%

BWW - bark wood waste

LEGEND

db = dry basis
wb = wet basis
yellow cells = unprotected cells
red marks = comment field included

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	2009	2010
2008			1 096	199	190	182
2009			3 886		707	675
2010			9 012			1 639
2011						
2012						
2013						
2014						
2015						
2016						
2017						
2018						
2019						
2020						
2021						
2022						
2023						
Total	0		13 995			
	Total emission prevention			199	897	2 495
	Cumulative total emission prevention			199	1 096	3 591


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

**Первичные данные
для расчета сокращений выбросов парниковых газов по проекту совместного осуществления
«Использование древесных отходов для теплоснабжения п. Североонежск Архангельской области» за 2010 г.**

№ пп	Параметр	Размерность	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	2010
1	Отпуск тепловой энергии от коллекторов новой котельной	Гкал	6 104	6 848	6 184	4 137	2 315	1 714	-	1 207	2 637	4 274	5 244	7 563	48 227
2	Средняя температура в подающем трубопроводе на выходе из котельной	°С	72,9	67,8	62,4	52,8	56,0	59,9	-	59,03	58,99	56,73	63,24	72,6	62,04
3	Средняя температура наружного воздуха	°С	-16,3	-12,1	-6,1	4,7	13,9	14,5	-	15,72	9,70	3,03	-5,40	-15,6	0,55
4	Продолжительность работы тепловой сети	ч	744	672	744	720	744	720	-	706	720	744	720	744	7 978
5	Средняя температура в обратном трубопроводе на входе в котельную	°С	55,4	52,3	49,2	42,9	48,1	53,4	-	54,52	48,28	43,72	49,39	56,2	50,31
6	Объемный расход дизельного топлива в новой котельной	л	0	0	0	0	0	0	-	40	25	0	50	20	135
7	Объемный расход опилок в новой котельной	нас. м ³	13 134	12 621	13 056	9 394	5 221	3 635	-	3 048	6 224	9 044	11 539	15 614	102 530

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 теплотенергии 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

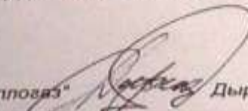
Для трубопровода с D=426 мм интерполяцией значений таблицы 4.5 определяем нормы плотности теплового потока, ккал/(м · час):

№п/п	Периоды работы		янв	фев	мар	апр	май	июн	июл	авг	сен	окт	ноя	дек	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:

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

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 β = 0,15 - коэффициент местных тепловых потерь, T - время работы в периоде, час

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