

Второй отчет о мониторинге Проекта совместного осуществления
ПРОЕКТ ПОЛУЧЕНИЯ ЭНЕРГИИ ИЗ ДРЕВЕСИНЫ В Г.ОНЕГА

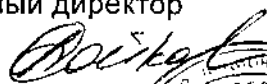
23 марта 2011 г.

ОАО Онега Энергия

Онега, Архангельская обл., Россия

Версия №1

Александр Дойков
Генеральный директор



Михаил Сынчиков
Инженер, эксперт по мониторингу





Второй отчет о мониторинге Проекта совместного осуществления
ПРОЕКТ ПОЛУЧЕНИЯ ЭНЕРГИИ ИЗ ДРЕВЕСИНЫ В Г.ОНЕГА

СОДЕРЖАНИЕ

- A Работа по проекту и информация о мониторинге
- B: Основные виды работ по мониторингу
- C. Меры по обеспечению и контролю качества
- D. Расчет сокращения выбросов парниковых газов

ПРИЛОЖЕНИЕ

- Приложение 1: Данные
- Приложение 2: Измерительные приборы и калибровка
- Приложение 3: Заявление Центра занятости населения г.Онега
- Приложение 4: Расстояния между пунктами назначения
- Приложение 5: Руководство по мониторингу для внутреннего пользования
- Приложение 6: Протоколы о проведении обучения

Период мониторинга: 1. Январь 2009 – 31 декабря 2009

РКИК ООН СПО Трэк I (номер ссылки РКИК ООН ITL для проектов 1-го трэка пока отсутствует, предыдущая ссылка была № 0036)¹

¹ Проект был изъят из II процедуры отслеживания СПО



Контактные лица:

Надзор	Выполнение отчета о мониторинге
<p>Александр Дойков Генеральный директор ОАО Онега Энергия Онега, Архангельская область Россия Тел.: +7(81839)7-19-65 Email: doykov.en@gmail.ru</p>	<p>Михаил Сынчиков Инженер, эксперт по мониторингу ОАО Онега Энергия Онега, Архангельская область Россия Тел.: +7(81839)7-19-13 Email: synchikov.en@gmail.ru</p>
<p>Йоахим Шнурр Исполнительный директор GFA ENVEST GmbH Гамбург Германия Тел.: +49(40)60306-800 Email: joachim.schnurr@gfa-envest.com</p>	<p>Зоран Капор Консультант GFA ENVEST GmbH Гамбург Германия Тел.: +49(40)60306-806 Email: zoran.kapor@gfa-envest.com</p>



Раздел А. Общая информация по проекту

А.1. Название проекта:

Переход с угля на энергию древесных отходов в г.Онега, Архангельская обл
(сокращенно: Проект получения энергии из древесных отходов в г.Онега)

А.2. Регистрационный номер ПСО РКИК ООН

РКИК ООН СПО Трек I (номер ссылки РКИК ООН ITL для проектов 1-го трека пока отсутствует, предыдущая ссылка была № 0036)

А.3. Краткое описание проекта:

Цель «Проекта получения энергии из древесных отходов в г.Онега» - заменить устаревшие и неэффективные котлы в г.Онега современными котлами, работающими на биомассе. Котельная поставляет тепло и горячую воду примерно 12 000 жителей, живущих в 4 782 квартирах в 309 домах в г.Онега. К сети не подключены промышленные предприятия. В 2005г. производственная мощность старой ТЭЦ составляла примерно 356 120 ГДж (98 922 МВтч или 85 058 ГКал). Выработка тепла за 12 месяцев (с января по декабрь 2009г.) новой котельной составила 481,179 ГДж (133,661 МВтч)

Проект предусматривает два био-котла (17МВт каждый) и один дизельный котел (9МВт). Дизельный котел используется в случае отказа био-котлов, при проведении на них техобслуживания или в качестве резервного котла в случае увеличения потребления тепла. Ответственным за проект является ОАО Онега Энергия - акционерное общество, отвечающее за подачу тепла в тепловую сеть г.Онега. Акционеры ОАО Онега Энергия: ОАО Онежский ЛДК (75% минус 1 акция) и районная администрация г.Онега (25% плюс 1 акция).

Онега Энергия, как оператор котельной, закупает древесные отходы у Онежского ЛДК, расположенного примерно на расстоянии 2,9 км от котельной, работающей на биомассе. Биомассу получают из трех источников:

- Непосредственно с лесопильного производства.
- Со склада временного хранения (СВХ), где свежие отходы лесопильного производства хранятся на протяжении нескольких месяцев, прежде чем их сжигают на котельной. Объем отходов лесопиления от текущих процессов лесопиления недостаточен для покрытия нужд котельной в холодные зимние месяцы.
- С полигона (постоянной свалки), на котором находятся избыточные объемы отходов лесопиления.

За 12 месяцев работы отходы лесопиления с полигона покрывали примерно 35% потребления биомассы. В то время как доля древесных отходов, поступающих непосредственно с лесопильного составила 65%.

А.4. Период мониторинга:

С 1 января 2009 по 31 декабря 2009. Это четвертый отчет о мониторинге, подготовленный по проекту получения энергии из древесных отходов в г.Онега.

А.5. Методология, используемая для оценки работ по проекту (вкл.номер версии):

А.5.1. Методология определения базового уровня выбросов:

Для реализации проекта Онега Энергия была разработана новая методология, основанная на существующих методологиях МЧР. Кроме того, должна была быть проведена адаптация к местным условиям на постоянных свалках, основанная на лабораторном анализе и научных исследованиях IFAS / Проф.Стегманн и Партнер, Гамбург, Германия. Подробное обсуждение и



описание методологии определения базового уровня выбросов, используемой в данном проекте приводится в тексте, а также в Приложениях 7 и 8 Проектно-технической документации (ПТД).

Основными методологиями РКИК ООН для разработки методологии по проекту были следующие:

- Тип III, Прочая деятельность по проекту, Категория III.B, Версия 6 от 30 сентября 2005г., Бонн. «Переход с ископаемых источников энергии». Восстановленная биомасса используется в качестве замены угля при выработке тепловой энергии. Ссылка: Исполнительный совет МЧР (2006): Дополнение А к Приложению В об упрощенных методах и процедурах для видов деятельности МЧР незначительных объемов.
- Тип III, Прочая деятельность по проекту, Категория III.E, Версия 7 от 28 ноября 2005г. И Версия 8 от 3 марта 2006г. «Предотвращение образования метана в результате разложения биомассы путем контролируемого сжигания». Деятельность по проекту позволяет избежать выбросов метана. Ссылка: Исполнительный совет МЧР (2006): Дополнение А к Приложению В об упрощенных методах и процедурах для видов деятельности МЧР незначительных объемов. По причинам, указанным в ПТД, используются положения, как Версии 7 от 28 ноября 2005г., так и версии 8 от 3 марта 2006г.

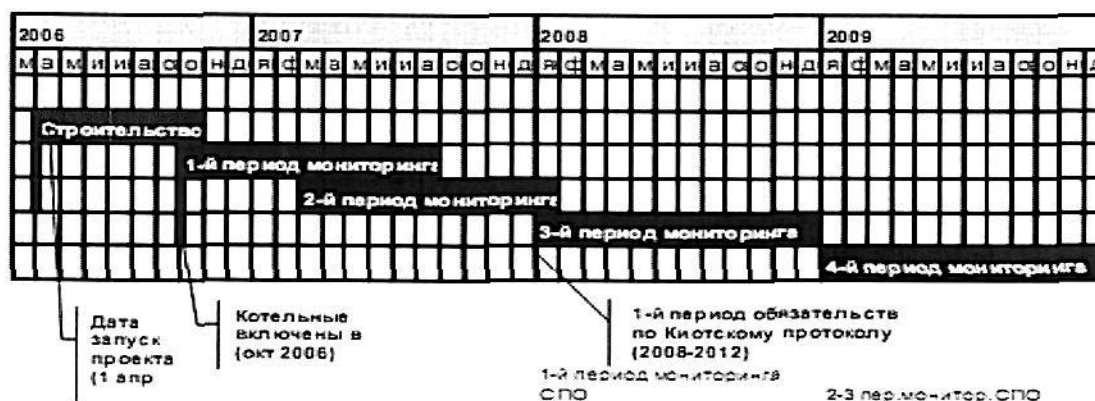
А.5.2. Методология мониторинга:

Методология мониторинга основана на требованиях мониторинга к методологии проекта и вышеуказанных методологиях МЧР определения базового уровня выбросов, на которых основана методология проекта.

Применялся фактический базовый уровень выбросов для определения реального сокращения выбросов по проекту. Фактический базовый уровень выбросов основан на фактическом количестве тепла, произведенном в рамках проекта во время второго периода мониторинга. Таким образом, возможное воздействие местного температурного режима, улучшение теплопроизводительности и возможные меры по эффективному использованию энергии, реализованные в зданиях г.Онега включены в расчет сокращения выбросов.

А.6. Статус внедрения, включая график выполнения работ по основным фазам проекта:

Проект был запущен 1 апреля 2006г. Строительство и установка были завершены к концу сентября 2006г, а котлы начали работу 1 октября 2006г. С момента начала работы было проведено две верификации по стандарту VER+ и одна верификация СПО за период в января по декабрь 2008г. Поэтому Второй период мониторинга ПСО соответствует четвертому плановому мониторингу. На нижеприведенном рисунке показан график реализации проекта.





А.7. Планируемые отклонения или исправления используемой ПТД:

Неприменимо.

А.8. Планируемые отклонения или исправления зарегистрированного плана мониторинга:

- а) В соответствии с ПТД, потенциальный объем образования метана для древесины с полигона должен быть скорректирован с учетом того, что некоторая часть углерода могла быть уже преобразована в метан (ПТД, стр. 12 и 13). Однако эта корректировка «Разлагаемого органического углерода» (РОУ), которую требовал проверяющий, не была отражена в плане мониторинга.

Уровень РОУ для материала с полигона был уменьшен с учетом пятилетнего периода полураспада фракции углерода. Сокращенный РОУ представлен в Приложении 1, Параметр 20 на период с 2006 по 2033гг. Сокращение РОУ приводит к сокращению «СО₂-эквивалента выбросов метана», что приводит к уменьшению общей величины выбросов. Поэтому расчетный выброс материалов с полигона будет медленно уменьшаться. На протяжении периода мониторинга, с января по декабрь 2009г. было использовано 35% материала с полигона.

- б) Ссылаясь на второй отчет о мониторинге и причинах применения российских стандартов для измерения содержания влаги в древесине и плотности древесины в течение первого по третий периоды мониторинга, Онега Энергия адаптировала свою систему мониторинга под новые спецификации. Информация об использовании новых европейских стандартов и отдельные инструкции включены в Руководство по мониторингу для внутреннего пользования.

Как уже упоминалось в первоначальном отчете о мониторинге, основное отличие российских систем стандартов от европейских заключается в измерении объемного веса древесины. За счет использования различных контейнеров и методов заполнения в обоих стандартах, скорее всего измерения в соответствии с российским стандартом покажут меньший объемный вес, чем измерения в соответствии с европейскими стандартами. Для адаптации европейских стандартов Онега Энергия заказала новое калибровочное оборудование (электронные весы, сушильную камеру и измерительный контейнер). Контейнер был произведен в апреле 2007г. Электронные весы для измерения объемного веса были установлены в котельной в декабре 2007г. Новая сушильная камера и электронные весы для измерения влажности начали работать с декабря 2007г. Таким образом, к концу 2007г Онега Энергия стала использовать модернизированные процедуры мониторинга и стала применять европейские стандарты для измерений объемного веса древесины и содержания влаги, что позволило обеспечить надежность и прозрачность проведения измерений и мониторинга в 2009г.

ПТД указывает два параметра для определения качества биомассы (содержание влаги и объемный вес). Для определения этих параметров был применен метод выборки на протяжении двухлетнего периода (2007-2008), каждые 10 дней брались и анализировались образцы биомассы. Исходя из этих имеющихся образцов и применения статистических методов были определены средние значения влажности, объемного веса и влажного объемного веса. Последующий статистический анализ основывался на рекомендациях к методам выборки, приведенным в отчете ЕВ47, Приложение 27, параграф 9 "Проект общих руководящих принципов выборки и проведения исследований". На основании этого отчета ответственные за проект могут предложить получить оценки «(...) переменных с использованием методов выборки, если это является единственно возможным или малозатратным средством их получения. Целью выборки является получение объективных и надежных оценок средних или суммарных величин основных переменных.» "Проект общих руководящих принципов выборки и проведения исследований" также определяет допустимую погрешность и доверительный уровень. При статистическом анализе выбор рекомендуется принимать минимальный доверительный уровень 90% с максимальной погрешностью +/-10%.



Расчет средних значений соответствует процедуре простых образцов выборки, как указано в ЕВ47, Приложение 27, параграф 9. Количество образцов, взятых Онега Энергия в указанные два года составило 76, поэтому размер выборки равен $n=76$. Исходя из характеристик образца (стандартное отклонение и среднее значение) этот размер выборки достаточен для объективной оценки среднего значения при допустимой погрешности в 5%. В соответствии с Приложением 1, формулами выборки, Приложением 27, ЕВ 47 размер выборки $n=12$ для влажности и $n=16$ для плотности является достаточным для удовлетворения этих условий. В случае требований к величине доверительного уровня равной 95%, были получены следующие расчетные значения средних величин:

- Влажность = 54,8. Можно заявить с доверительным уровнем 95%, что измеренная влажность попадает в диапазон от 53,8 до 55,9.
- Сухой объемный вес = 133,8. Можно заявить с доверительным уровнем 95%, что измеренный сухой объемный вес попадает в диапазон от 130,7 до 136,8.
- Влажный объемный вес = 297,2. Можно заявить с доверительным уровнем 95%, что измеренный влажный объемный вес попадает в диапазон от 290,4 до 304,1.

Средние значения этих трех параметров (влажность, сухой и влажный объемный вес) исходят из доверительного уровня 95%, который значительно ниже, чем уровень 90%, рекомендованный ЕВ47, Приложение 27, параграф 9. Соответственно вышеуказанные средние значения представляют собой объективные оценки истинных средних значений. Эти величины далее используются для определения качества биомасса, как указано в ПТД, и требованиях ЕВ.

- с) В соответствии с планом мониторинга, во время первого года работы должно было измеряться энергосодержание древесины, используемой для котельной. Однако это требование было выдвинуто в результате недопонимания при подготовке ПТД. В г.Онега отсутствует оборудование для измерения энергосодержания, а еженедельные измерения институтами, не находящимися в г.Онега, невозможны из-за длинных переездов. И хотя это являлось отклонением от плана мониторинга, такое отклонение вряд ли окажет значительное влияние на расчет выбросов. Теплотворная способность древесины хорошо известна и приведена в специальной литературе. При расчете выбросов использовались величины из Руководящих принципов проведения национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК от 2006г. и из Руководства по потреблению энергии домохозяйствами Лич и Коузн (1987) (см. Приложение 1, параметр 8), являющиеся достаточно консервативными. Теплотворная способность биомассы, используемая при расчете выбросов CH_4 и N_2O при горении древесины в сценарии проекта. Имеет смысл предположить, что незначительные отклонения теплотворной способности древесины окажут лишь очень незначительное влияние на расчет общего сокращения выбросов.

А.9. Изменения с момента последней верификации:

Во время предыдущей плановой верификации (аудита) не было выставлено каких-либо Требований корректирующих мер (CAR) и Требований разъяснений (CR). 11 Запросов о непосредственных действиях (FAR), выставленных во время основной и первой верификаций, были выполнены; во время второй плановой верификации не было выставлено новых FAR.

А.10. Лицо(а), отвечающие за подготовку и подачу отчета о мониторинге:

Г-н Александр Дойков, Генеральный директор, ОАО Онега Энергия
Г-н Михаил Сынычков, инженер, ответственный за мониторинг, ОАО Онега Энергия



РАЗДЕЛ В. Основные виды работ по мониторингу в соответствии с планом мониторинга на период мониторинга, указанный в А.4.

В.1. Оборудование для мониторинга:

В.1.1. Таблица с информацией об используемом оборудовании:

См. таблицу в Приложении 2.

В.1.2. Процедуры калибровки:

См. таблицу в Приложении 2.

В.1.3. Участие третьих сторон:

См. таблицу в Приложении 2.

В.2. Сбор данных (данные, собранные за весь период мониторинга):

Данные, используемые для мониторинга сокращения выбросов, представлены в таблице в Разделе В.2.1 (Список фиксированных значений по умолчанию, переменных величин и приданных переменных) и в Приложении 1 (данные) настоящего отчета. В Приложении 1 все параметры предоставлены в том порядке, как они представлены в плане мониторинга. В таблице в Разделе В.2.1 представлены все величины по умолчанию, переменные величины и приданные переменные, использовавшиеся при расчете сокращения выбросов в настоящем отчете о мониторинге. Порядок представления данных соответствует порядку представления формул в Разделе D.1.



В.2.1. Список фиксированных значений по умолчанию, переменных величин и приданных переменных

Таблица: Список фиксированных значений по умолчанию, переменных величин и приданных переменных

#	Символ	Переменная или параметр	Величина	Источник
1	TAER	Общее годовое сокращение выбросов [tCO ₂ -экв.]	232 270	рассчитано
2	TARE	Общие годовые проектные выбросы [tCO ₂ -экв.]	2 467	рассчитано
3	TABE	Общие годовые базовые выбросы [tCO ₂ -экв.]	234 737	рассчитано
4	PE _{wood}	Проектные выбросы от сжигания древесины [t CO ₂ eq.]	1 948	рассчитано
5	PE _{diesel}	Проектные выбросы от сжигания дизеля [t CO ₂ eq.]	407	рассчитано
6	PE _{transp}	Проектные выбросы от растущей деятельности сбора [t CO ₂ -экв.]	112	рассчитано
7	BE _{coal}	Годовые базовые выбросы от сжигания угля [t CO ₂ -экв.]	74 969	рассчитано
8	BE _{bio_total}	Годовые базовые выбросы от разложения биомассы [t CO ₂ -экв.] - всего для материала, поступающего напрямую с лесопильного производства и с полигона	159 768	рассчитано
9	BE _{bio_fresh}	Общие базовые выбросы от разложения биомассы для биомассы, поступающей напрямую с лесопильного производства [t CO ₂ -экв.]	121 554	рассчитано
10	BE _{bio_landfill}	Общие базовые выбросы от разложения биомассы для биомассы, поступающей с полигона [t CO ₂ -экв.]	38 214	рассчитано
11	CH ₄ _E _{wood 55%}	Выбросы CH ₄ от сжигания древесины при 55% содержании влаги [tCO ₂ -экв./т]	0.0126	рассчитано
12	CH ₄ _EF _{WW}	Коэффициент выброса метана для древесины [t CO ₂ -экв./т с.е.] / [t с.е.]	0.042446969	Архангельск (2000)
13	EC _{wood 40%}	Энергосодержание древесины при 40% содержания влаги [МВтч/т]	3.0278	Руководящие принципы проведения национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК от 1996г Спр.рук-во, табл.1-13, стр.1.45 (см.комментарий в Приложении 1, параметр 8)
14	CF (ПК)	Поправочный коэффициент ЕС дрв. 55% / ЕС дрв. 40% []	0.8	рассчитано
15	EC _{wood 55%}	Энергосодержание древесины при 55% содержании влаги [МВтч/т]	2.42224	рассчитано
16	EC _{c.e}	Энергосодержание одной тонны угольного эквивалента [МВтч/т у.э.]	8.14	Хартманн (2003), стр.182
17	N ₂ O_E _{wood 55%}	Выбросы N ₂ O от сжигания древесины при 55% содержании влаги [tCO ₂ -экв./т]	0.0108	рассчитано
18	N ₂ O_EF _{WW}	Коэффициент выброса парниковых газов для древесины [t CO ₂ -экв./т с.е.]	0.03634316	Архангельск (2000)
19	Q _{bio_total}	Общая ежегодная биомасса сжигаемая в проектных котлах (тонн)	83 086	рассчитано
20	V _{bio_total}	Ежегодный объем биомассы, сжигаемой в проектных котлах (м3)	279 563	рассчитано
21	D _{biomass}	Объемный вес биомассы (т/м3)	0.297	Параметр определяется статически
22	Q _{bio_landfill}	Ежегодное потребление биомассы сжигаемой в проектных котлах (тонн)	29 392	рассчитано
23	V _{bio_landfill}	Ежегодный объем биомассы сжигаемой в проектных котлах (тонн)	98 895	Измеренный (см.Приложение 1, Параметр 3)
24	CO ₂ _E _{Diesel}	Выбросы CO ₂ от дизельного топлива [tCO ₂ -экв./т]	3.154	рассчитано
25	CO ₂ _EF _{Diesel}	Коэффициент выброса парниковых газов для дизеля [t CO ₂ -экв./т с.е.]	2 149111775	Архангельск (2000)



26	EC _{diesel}	Энергосодержание дизельного топлива [МВтч/т]	11.944	Значение по умолчанию РКИК (Руководящих принципов проведения национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК от 2006г, том 2 (Энергия), Табл.1.2)
27	CH ₄ _E _{diesel}	Выбросы CH ₄ от дизельного топлива [tCO ₂ -экв./т]	0.00423	рассчитано
28	CH ₄ _EF _{diesel}	Коэффициент выброса парниковых газов для дизеля [t CO ₂ -экв./т с.е.]	0.002885277	Архангельск (2000)
29	N ₂ O_E _{diesel}	Выбросы N ₂ O от дизельного топлива [tCO ₂ -экв./т дизеля]	0.008	рассчитано
30	N ₂ O_EF _{diesel}	Коэффициент выброса парниковых газов для дизеля [t CO ₂ -экв./т с.е.]	0.005664847	Архангельск (2000)
31	Q _{diesel}	Ежегодное потребление биомассы в проектных котлах (тонн)	128.6	рассчитано
32	V _{diesel}	Ежегодный объем дизеля, сжигаемого в проектном котле (м ³)	154.9	Измеренный (см.Приложение 1, Параметр 11)
33	D _{diesel}	Плотность местного дизеля (т/м ³)	0.83	Местный поставщик дизеля (подтверждено счетами-фактурами)
34	Q _{Ylandfill}	Количество биомассы, вывезенной с полигона и сожженной в году "у" [тонн]	29 392	Измеренный (см.Приложение 1, Параметр 4)
35	CT _Y	Минимальная загрузка грузовика для транспортировки биомассы (тонн на грузовик)	1.8	рассчитано
36	VT _Y	Минимальная загрузка грузовика для транспортировки биомассы (м ³ на грузовик)	6.0	Измеренный (см.Приложение 1, Параметр 5)
37	DAF _{wood}	Среднее увеличение расстояния для транспортировки биомассы с полигона (км на поездку грузовика)	8.8	фиксированный (см.Приложение 1, Параметр 6)
38	EF _{CO2}	Коэф.выбросов от использования топлива при транспортировке [tCO ₂ -eq./км]	0.00077	Руководство РКИК от 2006г., значение по умолчанию, конвертированное в g CO ₂ -eq. / км (см.Приложение 1, Параметр 28)
39	Q _{Yash}	Кол-во произведенной золы в году "у" [тонн]	1 215.3	Измеренный (см.Приложение 1, Параметр 26)
40	CT _{Yash}	Средняя загрузка грузовика (вместимость грузовика) для транспортировки золы (тонн на грузовик)	13.0	Измеренный (см.Приложение 1, Параметр 25)
41	DAF _{ash}	Среднее увеличение расстояния для транспортировки золы (км на поездку грузовика)	4.4	Измеренный (см.Приложение 1, Параметр 6)
42	CO ₂ _E _{Coal}	Выбросы CO ₂ от угольного топлива [tCO ₂ -экв./т]	2.0283	рассчитано
43	CH ₄ _E _{Coal}	Выбросы CH ₄ от угольного топлива [tCO ₂ -экв./т]	0.0096	рассчитано
44	N ₂ O_E _{Coal}	Выбросы N ₂ O от угольного топлива [tCO ₂ -экв./т]	0.0094	рассчитано
45	CO ₂ _EF _{Coal}	Коэффициент выброса CO ₂ для угля [t CO ₂ -экв./т с.е.]	2.759	Архангельск (2000)
46	EC _{Coal}	Энергосодержание угля [МВтч/т]	5.984	Ежегодные отчеты со старой ТЭЦ за 2000-2004гг (см.Приложение 1, параметр 14)
47	CH ₄ _EF _{Coal}	Коэффициент выброса CH ₄ для угля [t CO ₂ -экв./т с.е.]	0.01303	Архангельск (2000)
48	N ₂ O_EF _{Coal}	Коэффициент выброса N ₂ O для угля [t CO ₂ -экв./т с.е.]	0.01272	Архангельск (2000)
49	Q _{coal}	Годовое базовое потребление угля (тонн)	36 620	рассчитано



50	АНР (ЕПТ)	Ежегодное производство тепла по проекту (МВтч)	133 661	Измеренный (см.Приложение 1, Параметр 1)
51	EFF _{TP}	Энергоэффективность старой ТЭЦ	0.61	ПТД Онега, Приложение 10 (средняя теплоэффективность за 2002-2005гг (см.Приложение 1, параметр 13))
52	CH ₄ _IPCC _{decay_fresh}	Коэффициент выбросов CH ₄ для разлагающейся биомассы, поступающей с лесопильного производства в проектном регионе [t CH ₄ / t биомассы]	0.1078	рассчитано
53	CH ₄ _IPCC _{decay_landfill}	Понижающий коэффициент выбросов CH ₄ для разлагающейся биомассы, поступающей с полигона в проектном регионе [t CH ₄ / t биомассы]	0.0619	рассчитано
54	CH ₄ _GWP	Потенциал потелления из-за парниковых газов для CH ₄ [t CO ₂ экв./t CH ₄]	21	Значение по умолчанию РКИК
55	MCF	Поправочный коэффициент для метана []	0.7	Методология, разработанная для Онега Энергия, основанная на AMS III-E, Версия 7 и на научных работах IFAS (см.Приложение 1, Параметр 19)
56	DOC _{fresh}	Содержание POY для свежей биомассы []	0.300	Методология, разработанная для Онега Энергия, основанная на AMS III-E, Версия 7 (см.Приложение 1, Параметр 20)
57	DOC _{landfill}	Пониженное содержание POY для биомассы с полигона []	0.172	Методология, разработанная для Онега Энергия, основанная на AMS III-E, Версия 7 и на научных работах IFAS (см.Приложение 1, Параметр 20)
58	DOCF	Фракция POY, разлагающаяся на газ из органических отходов	0.77	Методология, разработанная для Онега Энергия, основанная на AMS III-E, Версия 7 (см.Приложение 1, Параметр 21)
59	F	Фракция CH ₄ в газе из органических отходов []	0.50	Методология, разработанная для Онега Энергия, основанная на AMS III-E, Версия 7 (см.Приложение 1, Параметр 27)



В.2.2. Данные по выбросам парниковых газов по источникам работ по проекту:

См. Приложение 1 к данному отчету о мониторинге.

В.2.3. Данные по выбросам парниковых газов по источникам базовых уровней выбросов:

См. Приложение 1 к данному отчету о мониторинге.

В.2.4. Данные по утечкам:

С данным проектом утечки не связаны. В соответствии с заданным ПТД мониторингом не требуется проводить мониторинг утечек.

В.2.5. Данные по экологическому и социальному воздействию:

При реализации данного проекта отсутствует значительное отрицательное воздействие на окружающую среду.

Ввиду закрытия ТЭЦ на гидролизном заводе Онега Энергия должна отслеживать ситуацию с занятостью бывших сотрудников гидролизного завода. Примерно 20 из них была предложена новая работа на ОАО Онега Энергия.

По данным Центра занятости населения 62 человека, работавших на ТЭЦ гидролизного завода и в эксплуатирующей компании ПКТС, потеряли работу. В период с июня 2006 по февраль 2007, Центр занятости населения получил 49 заявок на постановку на учет от неработающих лиц, уволенных со старой ТЭЦ. Из этих 49 человек 16 получили новую работу, а 2 человека так больше и не появились. Во время второго периода мониторинга (март-декабрь 2007) еще 6 бывших сотрудников старой ТЭЦ получили новую работу.

Во время первого периода мониторинга ПСО (с января по декабрь 2008г.) 3 бывших сотрудника ТЭЦ гидролизного завода обратились в Центр занятости населения. Одного из них послали на обучение. Эти три человека не могли получить новую работу до конца 2008г. В январе 2008г. еще 5 бывших сотрудников ПКТС были безработными. Все они нашли новую работу и не состояли на учете в Центре занятости населения по состоянию на конец 2008г.

Во время второго периода мониторинга ПСО (с января по декабрь 2009г.) один бывший сотрудник ТЭЦ гидролизного завода был удален из базы данных ввиду достижения пенсионного возраста. Официальное заявление Центра занятости населения приведено в Приложении 3 настоящего документа.

В.3. Обработка и архивирование данных (включая используемое программное обеспечение):

- a) Данные по производству тепла: обработка и хранение в программном обеспечении Сименс для котельной; результаты конвертируются и хранятся в табличной форме.
- b) Данные по потреблению дизельного топлива: обработка и хранение в программном обеспечении Сименс для котельной, производится перекрестная проверка с бухгалтерской документацией, результаты конвертируются и хранятся в табличной форме.
- c) Данные по биомассе (объем, содержание влаги, объемный вес) хранятся в рукописных журналах и отчетах; затем обрабатываются и заносятся в таблицы.
- d) Образование шлаков и данные от транспортировке: хранятся в рукописных журналах и отчетах; затем обрабатываются и заносятся в таблицы.



Все цифровые данные архивируются каждую неделю и записываются на компакт-диски и жесткие диски.

В.4. Журнал особых событий:

Онега Энергия ведет записи обо всех особых событиях в журнале событий в котельной. Во время первого периода мониторинга ПСО было зарегистрировано два особых события, относящихся к процессу мониторинга. В октябре 2008 сотрудники котельной обнаружили, что один из дизельных расходомеров вышел из строя. Этот дизельный расходомер использовался в процессе мониторинга для измерения общего потребления дизельного топлива котельной. Вторым расходомер измеряет циркуляционный поток дизельного топлива в системе, что не влияет на процесс мониторинга. Ввиду указанной проблемы, данные по потреблению дизеля с ноября по декабрь 2008г. определялись на основании измерений в баках хранения дизельного топлива. Подробная процедура измерений объема дизельного топлива включена в руководство по мониторингу проекта. Для этой процедуры была сделана и откалибрована мерная линейка (включенная в список оборудования для мониторинга). Результаты измерений сравнивались с часами работы дизельного котла. Одновременно Онега Энергия запросила предложения по поставке соответствующих расходомеров у региональных поставщиков. Замена вышедших из строя расходомеров намечена на 2009г.

В сентябре 2008г. потребление воды в замкнутой системе циркуляции воды котельной значительно уменьшилось. В результате, автоматически рассчитываемые величины производства тепла и теплоемкости уменьшились при стандартном производстве тепловой энергии и потреблении биомассы. Учитывая стабильные и сравнимые с предыдущим 2007 годом параметры сжигаемой биомассы и величины производства тепловой энергии, автоматически рассчитываемая теплоемкость представляет собой критически важную величину в процессе мониторинга. С целью мониторинга данного отклонения ответственный за мониторинг добавил еще один лист расчета перекрестной проверки для внутреннего пользования.

Во время второго периода мониторинга СПО (2009) было заменено несколько аппаратов оборудования мониторинга:

- SensyCal W тепловычислитель (серийный № 27032604/11/QQ36, 27032605/12/QQ36 и 27032606/13/QQ36) был заменен в сентябре 2009г из-за погрешности показаний, превышающей пороговые значения, установленные национальным стандартом. Они были заменены на тепловычислители Multical 801 фирмы Kamstrup A/S, серийный № 5301234 и 5301236.
- Дизельные расходомеры с серийным № 4590538 и 4590539 были заменены в сентябре 2009 из-за выхода из строя новыми с серийными номерами 4904627 и 4904628.
- 2 электромагнитных расходомера (модель DE41F) с серийными номерами 13050 и 13051 были заменены в сентябре 2009. Они были заменены на расходомеры Ultraflow производства Kamstrup A/S с серийными № 3807175 и 3807174.

Подробная информация приведена в Приложении 2.

На протяжении 2009г. работа котлов БИО-1 и БИО-2 хорошо отслеживалась и все остановки работы были занесены в журнал особых событий. Среди причин остановки котлов – плановое обслуживание, конец отопительного сезона, избыток золы и проблемы с транспортером топлива. Проблемы с транспортером топлива были большей частью вызваны присутствием металлических фрагментов или крупных древесных включений, блокировавших подачу топлива. Второй по распространенности причиной остановки котлов являлась очистка или ремонт систем золоудаления. Во время периода мониторинга не происходило серьезных проблем, которые могли бы повлиять на результаты расчета сокращения выбросов и на общие результаты проекта. Учет производства тепла велся на надлежащем уровне во время остановки и возобновления работы котлов.

В нижеприведенной таблице приведен обзор наиболее важных событий по каждому месяцу:

Месяц	Био-1	Био-2
-------	-------	-------



Янв 2009	Остановка на техническое обслуживание и очистку экономайзера Время останова 53 часа.	Остановка на ремонт стокер-шнека и решеток Время останова 67 часов.
Фев 2009	Остановка на очистку котла. Время останова 37 часов.	Остановка на ремонт DS, конвекции и экономайзера Время останова 59 часов.
Мар 2009	-	-
Апр 2009	Остановка на очистку труб конвекции. Время останова 34 часа.	-
май 2009	Останов на очистку.	Останов на очистку котла и профилактику.
июнь 2009	-	-
июль 2009	-	-
Август 2009	Остановка на ремонт стокер-шнека. Время останова 22 часа.	-
Сен 2009	-	-
Окт 2009	Остановка на ремонт транспортера золы. Время останова 189 часов.	-
ноя 2009	Остановка на ремонт экономайзера. Время останова 82 часа.	Остановка на ремонт скребков золы. Время останова 32 часа.
Дек 2009	Останов на очистку труб конвекции. Время останова 14 часов.	Останов на очистку котла. Время останова 19 часов.

Как показано выше, все проблемы были эффективно и быстро решены с незначительным риском воздействия на результаты проекта и на расчеты сокращения выбросов.

На протяжении 2009г несколько раз (в мае, октябре и декабре) рабочий компьютер требовал техобслуживания и в это время использовался резервный компьютер. Все проблемы техобслуживания решались за несколько часов и благодаря регулярному архивированию, ни отчеты, ни данные не были потеряны.



Раздел С. Меры по обеспечению и контролю качества

С.1. Документированные процедуры и план управления:

С.1.1. Роли и ответственность:

Генеральный директор ОАО Онега Энергия, г-н Александр Дойков, назначил г-на Михаила Сынчикова ответственным за внедрение и управление процессом мониторинга. Г-н Сынчиков отвечает за надзор за сбором данных, измерения, калибровку, запись, хранение и обработку данных. При измерениях влажности и плотности древесины ему помогают сотрудники лаборатории Онежского ЛДК. В сборе данных также участвуют сотрудники отделов бухгалтерии, контрольно-пропускного пункта (КПП) и диспетчера транспортировки / отгрузки.

Обязанности и ответственность конкретных лиц, участвующих в процессе мониторинга подробно описаны в рабочей инструкции по мониторингу. Основные ответственные лица перечислены в нижеприведенной таблице.

Должность/Компания	Ответственность
Генеральный директор, Онега Энергия	Общая ответственность.
Эксперт по мониторингу, Онега Энергия	Надзор за сбором данных, измерения, калибровка, запись, хранение и обработку данных.
Инженер смены котельной, Онега Энергия	Ежедневный сбор данных (производство тепла, поступление биомассы, производство золы, и пр.), ведение журнала особых событий.
Диспетчеры, Онега Энергия	Контроль поступления биомассы, ведение журнала вывоза золы.
Бухгалтер, Онега Энергия	Выставление счетов-фактур на поступление / продажу биомассы, золы и дизельного топлива.
Бухгалтер, Онежский ЛДК	Выставление счетов-фактур поставок / продажи биомассы, учет количества поездок водителей грузовиков.
Оператор погрузчика, Онежский ЛДК	Погрузка и контроль загруженности грузовиков.
Водитель грузовика, Онежский ЛДК	Контроль загруженности грузовиков и доставки биомассы в котельную.
Диспетчеры, Онежский ЛДК	Учет грузовиков, доставляющих биомассу в котельную, контроль загруженности грузовиков.
Начальник диспетчерского отдела, Онежский ЛДК	Отчеты за 10 дней о поставках биомассы, загруженности грузовиков и поездок.
Сотрудники лаборатории, Онежский ЛДК	Измерение влажности образцов древесины, предоставляемых экспертом по мониторингу Онега Энергия каждый 10 дней.

Была разработана дополнительная рабочая инструкция по измерению содержания влаги в древесине и объемного веса биомассы. Все инструкции включены в Руководство по мониторингу (Приложение 5, параграф 2).

С.1.2. Обучение:

На начальном этапе проекта производителем био-котельной было проведено комплексное обучение. Помимо прочего, обучение (32 ч) включало в себя:

- Функционирование био-котлов (основа, структура топлива);
- Оборудование (подготовка топлива, розжиг, удаление золы);
- Гидравлика и электрика;
- Техническое обеспечение и ремонт;
- Измерение производства тепловой энергии и потребления топлива;
- Автоматизация;



- Техника безопасности.

Лицо, ответственное за мониторинг, прошло курс обучения (102ч) в Архангельском Техническом Университете по теме «Обращение с опасными материалами и отходами». Дополнительное обучение инженера, ответственного по мониторингу и расчетам консультант по климатическим проектам провел в апреле 2007г.

В сентябре 2007г. персонал котельной участвовал в дополнительном обучении по техническому обслуживанию счетчиков тепловой энергии и по общей схеме подачи воды.

В августе 2007г. ведущие специалисты и руководство прошли обучение по вопросам технических требований к работе котельных. В соответствии с российскими требованиями этот курс должен проводиться ежегодно.

В августе 2008г инженеры Онега Энергии участвовали в ежегодных семинарах по техническим требованиям к работе котельных в Архангельске. С целью совершенствования процесса мониторинга в сентябре-декабре 2008г было проведено дополнительное обучение внутри компании и проведена перепроверка для инженерного состава. В ноябре 2008г. два инженера приняли участие в практическом семинаре производителя био-котельных в Финляндии. В декабре 2008г другие инженеры прошли курсы технического обслуживания био-котельных, организованных финским производителем в г.Онега. Приложение 6 содержит краткий обзор обучения в 2008г.

В сентябре 2009г и в январе 2010г Онега организовала обучения для начальников смены по вопросам ответственности начальников смены за процесс мониторинга. Список участников приведен в Приложении 6.

С.2. Участие третьих сторон:

ОАО Онега Энергия тесно сотрудничает с разработчиком проекта, GFA ENVEST GmbH (Германия), по внедрению процедур мониторинга и вопросам обучения персонала.

С.3. Внутренние аудиты и меры контроля:

Все меры контроля описаны в рабочих инструкциях (Приложение 5: Руководство по мониторингу).

С.4. Процедуры поиска неисправностей:

Инженеры работают в операторской котельной круглосуточно. О любых проблемах, касающихся климатического проекта, немедленно докладывают директору, который, в свою очередь, принимает необходимые меры.

В апреле 2007г был заведен журнал для особых событий. Дежурные инженеры записывают в журнал все произошедшие на котельной особые события. Записи о поисках неисправностей заносятся соответствующим образом. Инженер должен указать: дату, время, подробное описание произошедшего события, принятые меры, поставить подпись.



Раздел D. Расчет сокращения выбросов парниковых газов

Примечание: В соответствии с планом мониторинга (стр.7), существующее неиспользуемое соединение сетей между тепловой сетью Онежского ЛДК и тепловыми сетями Онега Энергия должно быть либо отключено в случае проведения работ по проекту или же, если таковое невозможно, должен осуществляться мониторинг этого соединения и его наличие, таким образом, должно учитываться в расчете выбросов. Соединение между двумя сетями было устранено, поэтому нет необходимости его учета при расчете выбросов.

D.1. Используемые формулы:

В настоящем разделе приводятся формулы для расчета выбросов по проекту, базового уровня выбросов и общего сокращения выбросов.

Общее сокращение выбросов

Общее сокращение выбросов – это разница между базовым уровнем выбросов (BE) и проектными выбросами (PE).

Формула 1 - Общее сокращение выбросов	
TAER	= $TABE_{post} - TAPE$ [t CO ₂ -экв.]
TAER	= 234 737 – 2 467 = 232 270 [t CO ₂ -экв.]
TAER	Общее годовое сокращение выбросов [t CO ₂ -экв.]
TAPE	Общие годовые проектные выбросы [t CO ₂ -экв.]
TABE _{post}	Общие годовые базовые уровни выбросов [t CO ₂ -экв.]

Проектные выбросы

Проектные выбросы образуются в результате:

- Сгорания древесины в био-котлах (выбросы CH₄ и N₂O);
- Сгорания дизельного топлива в проектном дизельном котле (выбросы CO₂, CH₄ и N₂O);
- транспортировки биомассы с полигона и образовавшейся золы от био-котлов (выбросы CO₂).

Формула 2 - Общие годовые проектные выбросы (TAPE)	
TAPE	= $(CH_4_{E_{wood\ 55\%}} + N_2O_{E_{wood\ 55\%}}) * AWWI + (CO_2_{E_{Diesel}} + CH_4_{E_{Diesel}} + N_2O_{E_{Diesel}}) * ADFI + PE_{y,transp}$ [tCO ₂ -eq.]
TAPE экв.]	= (0,0126+0,0108)*83 086+ (3,1536+0,0042+0,0083)*129 + 112 = 2 467 [t CO ₂ -экв.]
TAPE	Общие годовые проектные выбросы [tCO ₂ -eq./год]
CH ₄ _{E_{wood 55%}}	выбросы CH ₄ от сжигания древесины при 55% влажности [tCO ₂ -eq./т дрв.]
N ₂ O _{E_{wood 55%}}	выбросы N ₂ O от сжигания древесины при 55% влажности [tCO ₂ -eq./т дрв.]
AWWI	Ежегодное потребление биомассы в проектных котлах (тонн)
CO ₂ _{E_{Diesel}} дизеля]	Выбросы CO ₂ от сжигания дизельного топлива в проектном котле [tCO ₂ /т дизеля]
CH ₄ _{E_{Diesel}} дизеля]	Выбросы CH ₄ от сжигания дизельного топлива в проектном котле [tCO ₂ /т дизеля]
N ₂ O _{E_{Diesel}} дизеля]	Выбросы N ₂ O от сжигания дизельного топлива в проектном котле [tCO ₂ /т дизеля]
ADFI	Ежегодное потребление дизельного топлива в проектном котле (тонн)



$PE_{y,transp}$ [tCO ₂ -eq./год]	Ежегодный прирост выбросов от транспортных средств в рамках проекта
--	---

а) Формулы для сжигания древесины

Формула 3 – выбросы CH₄ от сжигания древесины при 55% содержании влаги	
$CH_4_E_{wood\ 55\%}$	$= CH_4_EF_{WW} * EC_{wood\ 40\%} * CF / EC\ с.е.$
$CH_4_E_{wood\ 55\%}$	$= 0.0424 * 3.0278 * 0.8 / 8.14 = 0,0126\ tCO_2\text{-eq./т\ дров}$
$CH_4_E_{wood\ 55\%}$ $CH_4_EF_{WW}$ [т у.э.]	Выбросы CH ₄ древесных отходов при 55% влажности [т CO ₂ -eq./т дров.] Коэффициент выбросов метана для древесных отходов ¹ = 0.0424 [т CO ₂ -eq./т у.э.]
$EC_{wood\ 40\%}$	Энергосодержание древесины при 40% влажности РКИК ² = 3.0278 [МВтч/т]
CF	Поправочный коэффициент: 0.8 = $EC_{wood\ 55\%} / EC_{wood\ 40\%}$
EC с.е.	Энергосодержание одной тонны угольного эквивалента ³ = 8.14 [МВтч/т у.э.]
¹ А. Баталов, А. Самородов, М. Юлкин (2000) ² Г. Лич и М. Гоуэн (1987), Руководство по потреблению энергии домохозяйствами; временное руководство и справочник, Технический документ Всемирного Банка №67, ВВ, Вашингтон, США. ³ Хартман (2003) стр.182	

Формула 4 – выбросы N₂O от сжигания древесины при 55% содержании влаги	
$N_2O_E_{wood\ 55\%}$	$= N_2O_EF_{WW} * EC_{wood\ 40\%} * CF / EC\ у.э.$
$N_2O_E_{wood\ 55\%}$	$= 0.0363 * 3.0278 * 0.8 / 8.14 = 0,01081\ tCO_2\text{-eq./т\ дров.}$
$N_2O_E_{wood\ 55\%}$ $N_2O_EF_{WW}$ [т у.э.]	Выбросы N ₂ O древесных отходов при 55% влажности [т CO ₂ -eq./т] Коэффициент выбросов парниковых газов для древесных отходов ¹ = 0.0363 [т CO ₂ -eq./т у.э.]
$EC_{wood\ 40\%}$	Энергосодержание древесины при 40% влажности РКИК ² = 3.0278 [МВтч/т]
EC с.е.	Энергосодержание одной тонны угольного эквивалента ³ = 8.14 [МВтч/т у.э.]
¹ А. Баталов, А. Самородов, М. Юлкин (2000)	

Формула 5 – ежегодное количество биомассы	
AWWI	$= V_{biomass} * D_{biomass}$ [тонн]
AWWI	$= 279\ 563 * 0,297 = 83\ 086$ [тонн]
AWWI	Ежегодно сжигаемая в проектных котлах биомасса (тонн)
$V_{biomass}$	Объем ежегодно сжигаемой в проектных котлах биомассы = 256 387 [МЗ] (насыпной кубометр для отходов лесопиления)
$D_{biomass}$	Объемный вес биомассы = 0,303 [кг/МЗ]

б) Формулы для сжигания дизельного топлива

Формула 6 - выбросы CO₂ от сгорания дизельного топлива в проектном, работающем на дизельном топливе, котле	
$CO_2_E_{Diesel}$	$= CO_2_EF_{diesel} * EC_{diesel} / EC\ у.э.$
$CO_2_E_{Diesel}$	$= 2,1491 * 11,94 / 8,14 = 3\ 154\ t\ CO_2\text{-eq./т\ дизеля}$
$CO_2_E_{Diesel}$ $CO_2_EF_{diesel}$ [т у.э.]	Выбросы CO ₂ от дизельного топлива [т CO ₂ -eq./т] Коэффициент выбросов парниковых газов для дизельного топлива ¹ = 2,1491 [т CO ₂ -eq./т у.э.]
EC_{diesel}	Энергосодержание дизельного топлива = 11,94 [МВтч/т]



ЕСС.е.	Энергосодержание одной тонны угольного эквивалента = 8.14 [МВтч/т у.э.]
	¹ Архангельск (2000)

Формула 7 - выбросы CH₄ от сгорания дизельного топлива в проектном, работающем на дизельном топливе, котле	
CH ₄ _E _{Diesel}	= CH ₄ _EF _{diesel} * EC _{diesel} / ЕСС.е.
CH ₄ _E _{Diesel}	= 0,0029 * 11.9 / 8.14 = 0,004 t CO ₂ -eq./t дизель
CH ₄ _E _{Diesel}	Выбросы CH ₄ от дизельного топлива [t CO ₂ -eq./t]
CH ₄ _EF _{diesel}	Коэффициент выбросов парниковых газов для дизельного топлива = 0,0029 [t CO ₂ -eq./ т у.э.]
EC _{diesel}	Энергосодержание дизельного топлива = 11,94 [МВтч/т]
ЕСС.е.	Энергосодержание одной тонны угольного эквивалента = 8.14 [МВтч/т у.э.]

Формула 8 - выбросы N₂O от сгорания дизельного топлива в проектном, работающем на дизельном топливе, котле	
N ₂ O_E _{Diesel}	= N ₂ O_EF _{diesel} * EC _{diesel} / ЕСС.е.
N ₂ O_E _{Diesel}	= 0,0057 * 11.9 / 8.14 = 0,008 t CO ₂ -eq./t дизель
N ₂ O_E _{Diesel}	Выбросы N ₂ O от дизельного топлива [t CO ₂ -eq./t дизель]
N ₂ O_EF _{diesel}	Коэффициент выбросов парниковых газов для дизельного топлива ¹ = 0,0057 [t CO ₂ -eq./ т у.э.]
EC _{diesel}	Энергосодержание дизельного топлива = 11,94 [МВтч/т]
ЕСС.е.	Энергосодержание одной тонны угольного эквивалента = 8.14 [МВтч/т у.э.]
	¹ Архангельск (2000)

Формула 9 – ежегодный объем дизельного топлива	
ADFI	= V _{diesel} * D _{diesel} [тонн]
ADFI	= 155 * 0,83 = 129 [тонн]
ADFI	Количество сжигаемого в проектном котле дизельного топлива (тонн)
V _{diesel} [м ³]	Ежегодный объем топлива в соответствии с измерениями на котельной = 155
D _{diesel}	Удельная плотность дизельного топлива = 0,83 [т/м ³] ¹
	¹ По информации ОАО Онега Энергия, накладные о получении дизельного топлива



с) Формулы по расчету увеличения объемов транспортировки

Формула 10 – Увеличение объемов транспортировки в рамках проекта	
$PE_{y,transp}$	$= (Q_{y,landfill}/CT_y) * DAF_w * EF_{CO2} + (Q_{y,ash}/C_{Ty,ash}) * DAF_{ash} * EF_{CO2}$
$PE_{y,transp}$	$= (29.392/1.8) * 8.8 * 0.00077 * 10^{-3} + (1.215,3/13) * 4.4 * 0.77 * 10^{-3} = 112 \text{ tCO}_2\text{-eq./год}$
$PE_{y,transp}$	Выбросы в результате деятельности в рамках проекта от роста вывоза [t CO ₂ -e
$Q_{y,landfill}$	Количество биомассы, вывезенной с полигона и сожженной в году "y" ¹ [тонн]
CT_y	Средняя полезная нагрузка на грузовик для перевозки биомассы ² = 1,8 [тонн на грузовик]
DAF_w	Средний рост расстояния для транспортирования биомассы с полигона ³ = 4,4 * 2 = 8,8 [км на грузовик в оба конца]
EF_{CO2}	Кoeffициент выбросов в результате использования топлива при транспортировке (кгCO ₂ /км, величины IPCC по умолчанию для коэффициентов выбросов и локальных величин для работы грузовика ⁴ = 0.77 * 10 ⁻³ [tCO ₂ -eq./km]
DAF_{ash}	Среднее расстояние для транспортировки продуктов сгорания (км/на грузовик в оба конца)
$Q_{y,ash}$	Кол-во золы в год "y" = 1200 (тонн)
$CT_{y,ash}$	Средняя полезная нагрузка (объем грузовика) на грузовик для перевозки золы = 13 [тонн на грузовик]
DAF_{ash}	Среднее увеличение расстояния для транспортировки золы = 4,4 (км на грузовик в оба конца)
¹ 0.303 t/M3 – коэффициент преобразования, используемый Онежским ПДК из насыпного объема M3 (древесных отходов) в тонны ² Минимальная загрузка грузовика при транспортировке биомассы ³ Информация от Онежского ЛДК ⁴ Рассчитано исходя из Руководящих принципов проведения национальных инвентаризаций парниковых газов. т.2 (Энергия) МГЭИК 2006, табл. 3.2.1 и 3.2.2, переведено в г/км с учетом требований Руководства МГЭИК 1996г, Справочное пособие. Табл., 1-39 (см.ПТД Приложение 9, рабочий лист «Транспорт»).	

Базовый уровень выбросов

Базовый уровень выбросов состоит из:

- d) Выбросов CO₂, CH₄ и N₂O от сжигания угля на старой ТЭЦ (в соответствии с методологией IPCC AMS III.B., переход с ископаемых источников топлива);
- e) Выбросов CH₄ от разложения биомассы, выброшенной на полигон (в соответствии с методологией IPCC AMS III.E., Предотвращение образования метана в результате разложения биомассы путем контролируемого сжигания).

Формула 11 - Общий годовой базовый уровень выбросов	
$TABE_{post}$	$= (CO2_E_{Coal} + CH4_E_{Coal} + N2O_E_{Coal}) / CBHV * ANP_{total} + BE_y \text{ [t CO}_2\text{-eq.]}$
$TABE_{post}$	$= (2,0283 + 0,0096 + 0,0094) / 5,984 * 133\,661 + 159\,768 = 234\,737 \text{ [t CO}_2\text{-eq.]}$
$TABE_{post}$	Общий годовой базовый уровень выбросов [t CO ₂ -eq.]
$CO2_E_{Coal}$	Выбросы CO ₂ от угольного топлива [t CO ₂ -eq./t]
$CH4_E_{Coal}$	Выбросы CH ₄ от угольного топлива [t CO ₂ -eq./t]
$N2O_E_{Coal}$	Выбросы N ₂ O от угольного топлива [t CO ₂ -eq./t]
$CBHV$	Теплота сгорания в угольной ТЭЦ (МВтч/т угля)
ANP_{total}	Общее годовое производство тепловой энергии (МВтч)
BE_y	Общий годовой базовый уровень выбросов от разложения биомассы [t CO ₂ -eq.]



d) Формулы для сжигания угля в старой ТЭЦ

Формула 12 – выбросы CO ₂ от сжигания угля в старой ТЭЦ	
CO ₂ _E _{Coal}	= CO ₂ _EF _{Coal} * EC _{Coal} / ECс.е.
CO ₂ _E _{Coal}	= 2,759 * 5,984 / 8,14 = 2,0283 tCO ₂ -eq./t угля
CO ₂ _E _{Coal} CO ₂ _EF _{Coal} EC _{Coal} ECс.е.	Выбросы CO ₂ от угольного топлива [t CO ₂ -eq./t] Коэффициент выбросов парниковых газов для угля ¹ = 2,759 [t CO ₂ -eq./т у.э.] Энергосодержание угля = 5,984 [МВтч/т] Энергосодержание одной тонны угольного эквивалента ³ = 8.14 [МВтч/т у.э.]
¹ Архангельск (2000) (см. ПТД Приложение 10, лист 'Коэффициенты выбросов') ² ПТД Онега, стр. 38 ³ Хартман (2003) стр.182	

Формула 13 – выбросы CH ₄ от сжигания угля в старой ТЭЦ	
CH ₄ _E _{Coal}	= CH ₄ _EF _{Coal} * EC _{Coal} / ECс.е.
CH ₄ _E _{Coal}	= 0,0130 * 5,984 / 8,14 = 0,0096 т CO ₂ -экв./т угля
CH ₄ _E _{Coal} CH ₄ _EF _{Coal} EC _{Coal} ECс.е.	Выбросы CH ₄ от угольного топлива [t CO ₂ -eq./t] Коэффициент выбросов парниковых газов для угля ¹ = 0,0130 [t CO ₂ -eq./т у.э.] Энергосодержание угля ² = 5,984 [МВтч/т] Энергосодержание одной тонны угольного эквивалента = 8.14 [МВтч/т у.э.]
¹ Архангельск (2000) (см. ПТД Приложение 10, лист 'Коэффициенты выбросов') ² ПТД Онега, стр. 38	

Формула 14 – выбросы N ₂ O от сжигания угля в старой ТЭЦ	
N ₂ O_E _{Coal}	= N ₂ O_EF _{Coal} * EC _{Coal} / ECс.е.
N ₂ O_E _{Coal}	= 0,0127 * 5,984 / 8,14 = 0,0094 т CO ₂ -экв./т угля
N ₂ O_E _{Coal} N ₂ O_EF _{Coal} EC _{Coal} ECс.е.	Выбросы N ₂ O от угольного топлива [t CO ₂ -eq./t] Коэффициент выбросов парниковых газов для угля ¹ = 0,0127 [t CO ₂ -eq./т у.э.] Энергосодержание угля ² = 5,984 [МВтч/т] Энергосодержание одной тонны угольного эквивалента = 8.14 [МВтч/т у.э.]
¹ Архангельск (2000) (см. ПТД Приложение 10, лист 'Коэффициенты выбросов') ² ПТД Онега, стр. 38	



d) Формулы для выбросов от биомассы, разлагающейся на полигоне

Формула 15 - Общий базовый уровень выбросов от разложения биомассы	
BE_{y}	$= BE_{y_{bio_fresh}} + BE_{y_{bio_landfill}}$ [t CO ₂ -eq./ t биомассы]
BE_{y}	$= 121\ 554 + 38\ 214 = 159\ 768$ t CO ₂ -eq.
$BE_{y_{eq}}$	Общий базовый уровень выбросов метана от разложения биомассы (t CO ₂ -eq.)
$BE_{y_{bio_fresh}}$	Базовый уровень выбросов метана от разложения биомассы для биомассы поступающей прямо с лесопильного производства (тонн эквивалента CO ₂).
$BE_{y_{bio_landfill}}$	Базовый уровень выбросов метана от разложения биомассы для биомассы поступающей с полигона (тонн эквивалента CO ₂).

Формула 16 - Общий базовый уровень выбросов от разложения свежей биомассы	
$BE_{y_{bio_fresh}}$	$= Q_{bio_fresh} * CH_{4_IPCC_{decay_fresh}} * GWP_{CH_{4}}$ [t CO ₂ -eq./ t биомассы]
$BE_{y_{bio_fresh}}$	$= 53\ 695 * 0.1078 * 21 = 121\ 554$ t CO ₂ -eq.
$BE_{y_{bio_fresh}}$	Базовый уровень выбросов метана от разложения биомассы для биомассы поступающей прямо с лесопильного производства (тонн эквивалента CO ₂).
Q_{bio_fresh}	Количество сжигаемой в проектных котлах биомассы (тонн)
$CH_{4_IPCC_{decay_fresh}}$	Кэффициент выбросов CH ₄ при разложении свежей биомассы в проектном регионе = 0,1078 [t CH ₄ / тонн биомассы]
CH_{4_GWP}	Потенциал нагревания парниковыми газами для CH ₄ [tCO ₂ эквивалент/t CH ₄] Значение по умолчанию =21

Формула 17 – выбросы CH ₄ разлагающейся свежей биомассы	
$CH_{4_IPCC_{decay_fresh}}$	$= (MCF * DOC_{fresh} * DOCF * F * 16/12)$ [t CH ₄ /тонн биомассы]
$CH_{4_IPCC_{decay_fresh}}$	$= 0.7 * 0.3 * 0.77 * 0.5 * 1\ 333 = 0.1078$ [t CH ₄ /тонн биомассы]
$CH_{4_IPCC_{decay_fresh}}$	Кэффициент выбросов CH ₄ при разложении свежей биомассы в проектном регионе [t CH ₄ /тонн биомассы]
MCF	Поправочный коэффициент для метана для несанкционированных свалок мелких отходов высотой до 5 м. Значение по умолчанию =0.4. В настоящий момент свалка имеет 15м в глубину, MCF установлен равным 0.7 ¹
DOC_{fresh}	Разлагаемый органический углерод: по умолчанию для свежих древесных отходов равен 0,3 (см.Приложение 1, параметр 20)
DOCF	Фракция РОУ разлагаемая на газ из органических отходов: по умолчанию = 0,77
F	Фракция CH ₄ в газе из органических отходов по умолчанию = 0.5
1 Поправочный коэффициент для метана для несанкционированных свалок мелких отходов был рассчитан проф.Штегманном, из Технического Университета Гамбурга и IFAS (см. ПТД. Приложение 7). Он исходит из высоты слоя базового уровня, т.е. до 25м, и лабораторных измерений свежей коры из Онежского ЛДК, а также опилок и коры с поверхности слоя базового уровня.	

Формула 18 - Базовый уровень выбросов от разложения биомассы на свалке	
$BE_{y_{bio_landfill}}$	$= Q_{bio_landfill} * CH_{4_IPCC_{decay_landfill}} * GWP_{CH_{4}}$ [t CO ₂ -eq./ t биомассы]
$BE_{y_{bio_landfill}}$	$= 29\ 392 * 0,0619 * 21 = 38\ 214$ t CO ₂ -eq.
$BE_{y_{bio_landfill}}$	Базовый уровень выбросов метана от разложения биомассы для



	биомассы поступающей с полигона (тонн эквивалента CO ₂).
Q _{bio-landfill}	Количество перерабатываемой в рамках проекта биомассы (тонн)
CH ₄ _IPCC _{decay-landfill}	Коэффициент выбросов CH ₄ разложения биомассы с полигона в проектном регионе = 0,0711 [t CH ₄ / тонн биомассы]
CH ₄ _GWP	Потенциал нагревания парниковыми газами для CH ₄ [tCO ₂ эквивалент/t CH ₄]. Значение по умолчанию =21

Формула 19 – выбросы CH₄ разлагающейся биомассы с полигона	
CH ₄ _IPCC _{decay-landfill}	= (MCF * DOC _{landfill} * DOCF * F * 16/12) [t CH ₄ /тонны биомассы]
CH ₄ _IPCC _{decay-landfill}	= 0.7 * 0,17 * 0.77 * 0.5 * 1.333 = 0,0619 [t CH₄/тонны биомассы]
CH ₄ _IPCC _{decay-landfill}	Коэффициент выбросов CH ₄ (IPCC) разложения биомассы с полигона в проектном регионе = [t CH ₄ / тонн биомассы]
MCF	Поправочный коэффициент для метана для несанкционированных свалок мелких отходов высотой до 5 м: Значение по умолчанию =0.4. В настоящий момент свалка имеет 15м в глубину, MCF установлен равным 0.7 ¹
DOC _{landfill}	Разлагаемый органический углерод: по умолчанию для древесных отходов со свалки равен 0,20 (см.Приложение 1, параметр 20)
DOCF	Фракция РОУ разлагаемая на газ из органических отходов. по умолчанию = 0,77
F	Фракция CH ₄ в газе из органических отходов: по умолчанию = 0.5
1 Поправочный коэффициент для метана для несанкционированных свалок мелких отходов был рассчитан проф.Штегманном, из Технического Университета Гамбурга и IFAS (см. ПТД, Приложение 7) Он исходит из высоты слоя базового уровня, т.е. до 25м, и лабораторных измерений свежей коры из Онежского ЛДК, а также опилок и коры с поверхности слоя базового уровня.	



D.3. Сокращение выбросов парниковых газов (см.п. В.2. настоящего документа):

D.3.1. Проектные выбросы:

Проектные выбросы состоят из:

- f) Выбросов CH_4 and N_2O от сжигания отходов лесопильного производства в био-котлах;
- g) Выбросов CO_2 , CH_4 и N_2O от сгорания дизельного топлива в проектом дизельном котле (дополнительный дизельный котел для резервной подачи тепла),
- h) Выбросов CO_2 от увеличения объемов транспортировки для сбора биомассы на полигонах, расположенных на расстоянии 4,4 км от ТЭЦ и утилизации золы от био-котлов.

Таблица: Проектные выбросы

Показатель	Величина	Ед.изм.
Сжигание биомассы в проектных котлах для производства тепла (PE_{wood})		
CH_4 E	1 049	т CO_2 -экв.
N_2O E	899	т CO_2 -экв.
Всего древесина	1 948	т CO_2-экв.
Сжигание дизеля в проектом котле для производства тепла (PE_{diesel})		
CO_2 E	405	т CO_2 -экв.
CH_4 E	1	т CO_2 -экв.
N_2O E	1	т CO_2 -экв.
Всего дизель	407	т CO_2-экв.
Рост объема перевозок ($PE_{transport}$)		
CO_2	112	т CO_2 -экв.
Всего транспорт	112	т CO_2-экв.
Итого проектные выбросы:	2 467	т CO_2-экв.

D.3.2. Базовый уровень выбросов:

Базовый уровень выбросов состоит из:

- i) Выбросов CO_2 , CH_4 и N_2O от сжигания угля на старой ТЭЦ (в соответствии с методологией IPCC AMS III.B., переход с ископаемых источников топлива);
- j) Выбросов CH_4 от разложения биомассы, размещенной на полигоне (в соответствии с методологией IPCC AMS III.E., Предотвращение образования метана в результате разложения биомассы путем контролируемого сжигания).



Таблица: Базовый уровень выбросов

Показатель	Величина	Ед.изм.
Сжигание угля в старой ТЭЦ (BE_{coal})		
CO_2 E	74 276	т CO_2 -экв.
CH_4 E	351	т CO_2 -экв.
N_2O E	342	т CO_2 -экв.
Всего уголь	74 969	т CO_2-экв.
Выбросы от разложения биомассы ($BE_{bio\ total}$)		
$BE_{bio\ fresh}$	121 554	т CO_2 -экв.
$BE_{bio\ landfill}$	38 214	т CO_2 -экв.
Всего биомасса	159 768	т CO_2-экв.
Итого базовые выбросы	234 737	т CO_2-экв.

D.3.3. Утечки:

В данном проекте утечки не учитываются.

D.3.4. Итоговое сокращение выбросов во время периода мониторинга:

Таблица: Общее сокращение выбросов

Показатель	Величина	Ед.изм.
Базовые выбросы	234 737	т CO_2 -экв.
Итого проектные выбросы	2 467	т CO_2 -экв.
Общее сокращение выбросов	232 270	т CO_2-экв.



Приложение 1 Данные

Данные в настоящем Приложении представлены в соответствии с Параметром 1-24 плана мониторинга. Параметры 25 и 26 были добавлены в настоящее Приложение для удобства.



Таблица А.1. 1: Список параметров, представленных в Приложении 1

№ параметра	Наименование параметра
1	Производство тепла
2	КПД производства тепла био-котлов
3	Отходы лесопиления, доставленные на проектный объект
4	Источник отходов лесопиления
5	Средняя вместимость грузовика (транспортировка биомассы)
6	Среднее расстояние транспортировки биомассы
7	Среднее расстояние транспортировки золы
8	Энергосодержание биомассы
9	Содержание влаги в биомассе
10	Объемный вес биомассы
11	Потребление дизельного топлива
12	Производство тепла
13	Телловой КПД угольной ТЭЦ гидролизного завода
14	Теплотворная способность угля
15	Коэффициент выбросов CO ₂ для угля
16	Коэффициент выбросов CH ₄ для угля
17	Коэффициент выбросов CH ₄ для угля
18	Коэффициент выбросов CH ₄ для разлагающейся биомассы
19	Поправочный коэффициент для метана
20	Разлагаемый органический углерод (РОУ)
21	Фракция РОУ разлагаемая на газ из органических отходов (ФРОУ/DOCF)
22	Базовый уровень выбросов метана от разложения биомассы (BEU)
23	Потенциальное воздействие CH ₄ на глобальное потепление
24	Масса древесных отходов, используемая в био-котлах
25	Средняя вместимость грузовика (транспортировка золы)
26	Средний объем золы



Таблица А.1. 2: Производство тепла

Номер и наименование параметра (в соответствии с планом мониторинга ПТД)	1 Производство тепла
Описание	Общее производство тепла в новой котельной на биомассе
Величина в период мониторинга	Измеренная (см.Приложение 1, Параметр1) МВтч (481.179 ГДж)
Метод мониторинга	Расходомеры горячей воды (вход, выход), электронные термометры
Частота внесения записей	Постоянно
Дополнительные данные	Записи котельной (автоматическая регистрация)
Метод расчета	н/д

Таблица А.1. 3: Обзор данных по производству тепла по каждому котлу в отдельные периоды

Ед.изм. МВтч

Период	Био-котел 1	Био-котел 2	Всего Биокотлы 1+2	Дизельный котел	Итого
	МВтч	МВтч	МВтч	МВтч	МВтч
январь 09	2 276	2 243	17 659	313	17 972
февраль 09	2 776	2 210	15 449	177	15 626
март 09	2 680	2 547	15 623	30	15 653
апрель 09	2 593	2 649	14 689	96	14 784
май 09	1 363	1 109	10 292		10 292
июнь 09	102	215	1 663		1 663
июль 09	1 690	0	2 688		2 688
август 09	474	0	2 645		2 645
сентябрь 09	20	2 338	2 358		2 358
октябрь 09	6 007	8 624	14 630	4	14 634
ноябрь 09	7 477	8 422	15 900	0	15 900
декабрь 09	10 257	8 990	19 248	199	19 446
Итого	37 715	39 347	132 843	818	133 661

Ед.изм. ГДж 1 МВтч = 3.6ГДж

Период	Био-котел 1	Био-котел 2	Всего Биокотлы 1+2	Дизельный котел	Итого
	ГДж	ГДж	ГДж	ГДж	ГДж
январь 09	8 193	8 076	16 269	1 128	64 700
февраль 09	9 992	7 956	17 948	636	56 253
март 09	9 647	9 169	18 816	107	56 349
апрель 09	9 335	9 536	18 871	345	53 223
май 09	4 906	3 993	8 898	0	37 052
июнь 09	368	772	1 140	0	5 988
июль 09	6 084	0	6 084	0	9 676



август 09	1 708	0	1 708	0	9 523
сентябрь 09	72	8 415	8 488	0	8 488
октябрь 09	21 623	31 045	52 669	14	52 682
ноябрь 09	26 919	30 320	57 238	0	57 238
декабрь 09	36 926	32 365	69 291	715	70 006
Итого	135 773	141 647	277 420	2 944	481 179



Таблица А.1. 4: КПД производства тепла био-котлов

Номер и наименование параметра (в соответствии с планом мониторинга ПТД)	2 КПД производства тепла котлов, работающих на биомассе
Описание	Соотношение между поступающей древесиной, выраженное в МВтч и производством тепла в МВтч
Величина в период мониторинга	66,0%
Метод мониторинга	Сравнение производства тепловой энергии и потребления древесины
Частота внесения записей	Постоянно (производство тепла) для каждой поставки (поставка древесины)
Дополнительные данные	Записи о произведенном тепле, записи о поставках древесины (см.Параметр 3).
Метод расчета	Производство тепла (МВтч) / общее кол-во выработанной энергии (МВтч)

Таблица А.1. 5: Расчет теплового КПД

	Кол-во т древесины	Теплотворная способность древесины (РКИК)	Производимая энергия	
		МВтч/т	МВтч	
Общая поступающая биомасса	83 086	2.42	201 255	(расчетная величина)
Данные по производству тепла (только для био-котлов)			132 843	(измерено)
Общее тепловое КПД био-котлов			66.0%	

Г.Лич и М.Гоуэн (1987), Руководство по потреблению энергии домохозяйствами; временное руководство и справочник. Технический документ Всемирного Банка №67, ВБ, Вашингтон, США.



Таблица А.1. 6: Отходы лесопиления, доставленные на проектный объект

Номер и наименование параметра (в соответствии с планом мониторинга ПТД)	3 Отходы лесопиления, доставленные на проектный объект
Описание	Объем отходов лесопиления, доставленных на проектный объект для сжигания
Величина в период мониторинга	279 563 М3
Метод мониторинга	Данные постоянно вносятся в транспортную документацию, счета-фактуры и журнал КПП котельной. Данные затем заносятся в компьютер в табличном виде и хранятся.
Частота внесения записей	Данные вносятся по каждой поставке
Дополнительные данные	Счета-фактуры, транспортная документация, журнал КПП котельной, электронные таблицы
Метод расчета	1 м3 отходов навалом = 0,297 тонны

Таблица А.1. 7: Обзор данных по отходам лесопиления по каждому источнику в отдельные периоды

Ед.изм.: насыпной кубометр

Период	Полигон	Свежий материал	Итого
	м3	м3	м3
январь 09	10034	24006	34 040
февраль 09	10127	26051	36 178
март 09	8 370	25 278	33 648
апрель 09	1 990	30 362	32 352
май 09	12 996	7 604	20 600
июнь 09	0	3 642	3 642
июль 09	4 742	2 078	6 820
август 09	5 606	1 636	7 242
сентябрь 09	2 984	2 780	5 764
октябрь 09	19 028	10 954	29 982
ноябрь 09	16 173	14 246	30 419
декабрь 09	6 845	32 031	38 876
Итого	98 895	180 668	279 563

Ед.изм.: тонн

Период	Полигон	Свежий материал	Итого
	т	т	т
январь 09	2 982	7 135	10 117
февраль 09	3 010	7 742	10 752
март 09	2 488	7 513	10 000
апрель 09	591	9 024	9 615
май 09	3 862	2 260	6 122
июнь 09	0	1 082	1 082
июль 09	1 409	618	2 027
август 09	1 666	486	2 152
сентябрь 09	887	826	1 713
октябрь 09	5 655	3 256	8 911
ноябрь 09	4 807	4 234	9 041



декабрь 09	2 034	9 520	11 554
Итого	29 392	53 695	83 086

1 насып.куб.м.отходов = 0,297тонн
при 54,8% содержании влаги

Таблица А.1. 8: Источник отходов лесопиления

Номер и наименование параметра (в соответствии с планом мониторинга ПТД)	4 Источник отходов лесопиления
Описание	Поставки отходов лесопиления регистрируются с разбивкой по источнику (свежие отходы с производства, материал с СВХ или материал с полигона)
Величина в период мониторинга	83 086 т всего (все источники) 53 695 т свежего материала 29 392 т с полигона
Метод мониторинга	Данные постоянно вносятся в транспортную документацию и журнал КПП котельной. Данные затем заносятся в компьютер в табличном виде и хранятся.
Частота внесения записей	Данные о происхождении древесины вносятся по каждой поставке
Дополнительные данные	Накладные, журнал КПП котельной, электронные таблицы
Метод расчета	н/д

Таблица А.1. 9: Обзор данных по отходам лесопиления по каждому источнику в отдельные периоды

Ед.изм.: насыпной кубометр

Период	Полигон	Свежий материал	Итого
	м3	м3	м3
январь 09	10034	24006	34 040
февраль 09	10127	26051	36 178
март 09	8 370	25 278	33 648
апрель 09	1 990	30 362	32 352
май 09	12 996	7 604	20 600
июнь 09	0	3 642	3 642
июль 09	4 742	2 078	6 820
август 09	5 606	1 636	7 242
сентябрь 09	2 984	2 780	5 764
октябрь 09	19 028	10 954	29 982
ноябрь 09	16 173	14 246	30 419
декабрь 09	6 845	32 031	38 876
Итого	98 895	180 668	279 563

Ед.изм.: тонн

Период	Полигон	Свежий материал	Итого
	т	т	т
январь 09	2 982	7 135	10 117



февраль 09	3 010	7 742	10 752
март 09	2 488	7 513	10 000
апрель 09	591	9 024	9 615
май 09	3 862	2 260	6 122
июнь 09	0	1 082	1 082
июль 09	1 409	618	2 027
август 09	1 666	486	2 152
сентябрь 09	887	826	1 713
октябрь 09	5 655	3 256	8 911
ноябрь 09	4 807	4 234	9 041
декабрь 09	2 034	9 520	11 554
Итого	29 392	53 695	83 086

1 насып.куб.м.отходов = 0.297тонн
при 54,8% содержании влаги



Таблица А.1. 10: Средняя вместимость грузовика

Номер и наименование параметра (в соответствии с планом мониторинга ПТД)	5 Средняя вместимость грузовика
Описание	Вместимость грузовика для перевозки отходов лесопиления
Величина в период мониторинга	6,0 МЗ (= 1.8т минимальная загрузка)
Метод мониторинга	Накладные, журнал КПП котельной
Частота внесения записей	Данные вносятся по каждой поставке
Дополнительные данные	Накладные
Метод расчета	В ПТД исходят из средней вместимости грузовика 35 м3. Однако на практике используются грузовики вместимостью 10.5, 16 и 35 МЗ, с загрузкой от 6 до 37 МЗ за выезд. Поэтому для расчета с запасом была принята минимальная загрузка в 6м3.

Таблица А.1. 11: Среднее расстояние транспортировки биомассы

Номер и наименование параметра (в соответствии с планом мониторинга ПТД)	6 Среднее расстояние транспортировки биомассы
Описание	Увеличение расстояния транспортировки
Величина в период мониторинга	8,8 км (2 * 4.4 км)
Метод мониторинга	Постоянное расстояние между полигоном и котельной
Частота внесения записей	н/д (расстояние не меняется)
Дополнительные данные	Измерение Онега Энергия на машине
Метод расчета	н/д

Таблица А.1. 12: Среднее расстояние транспортировки золы

Номер и наименование параметра (в соответствии с планом мониторинга ПТД)	7 Среднее расстояние транспортировки золы
Описание	Среднее расстояние транспортировки в точку, где зола используется или утилизируется.
Величина в период мониторинга	4,4 км
Метод мониторинга	н/д (в настоящее время транспорт отсутствует)
Частота внесения записей	н/д (в настоящее время транспорт отсутствует)
Дополнительные данные	Журнал КПП котельной для транспортировки золы.
Метод расчета	н/д
Комментарий	Во время летних месяцев 2009г. частные лица закупали золу у Онега Энергия в основном для сельскохозяйственных целей. Онега Энергия привозила золу или ее забирали покупатели на месте. Для консервативного варианта выбросы при транспортировке золы также принимались во внимание. Затем планируется использовать золу в рекультивации свалки коры, расположенной недалеко от полигона, откуда частично поступают опилки для котельной.



Table A.1. 13: Энергосодержание биомассы

Номер и наименование параметра (в соответствии с планом мониторинга ПТД)	8 Энергосодержание биомассы
Описание	Теплотворная способность древесины и коры
Величина в период мониторинга	8,7 ГДж/т (= 2 422 МВтч/т) при 55% содержании влаги
Метод мониторинга	н/д (величина РКИК)
Частота внесения записей	н/д
Дополнительные данные	Г.Лич и М.Гоуэн (1987), Руководство по потреблению энергии домохозяйствами; временное руководство и справочник, Технический документ Всемирного Банка №67, ВБ, Вашингтон, США.
Метод расчета	Величина теплоты сгорания древесины по умолчанию при 40% содержании влаги (влажная основа) составляет 10.9 ГДж/т (= МВтч/т). Настоящее значение конвертируется для отображения теплоты сгорания древесины при 55% содержании влаги (влажная основа). Коэффициент преобразования равен 0,8 (=ЕС древесины 55% / ЕС древесины 40%). Конвертированная теплота сгорания равна 8.72 ГДж/т (= МВтч/т) при 55% содержании влаги. В основу переводного коэффициента легла следующая публикация: Х.Хартманн (ред.) (2003): Handbuch Bioenergie-Kleinanlagen. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., p. 53, Gülzow, Германия
Комментарий	Теплота сгорания древесины не меняется значительно для древесины из различных источников и различных пород деревьев. Подробные данные приведены в литературе и в Руководящих принципах проведения национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК.

Таблица А.1. 14: Энергосодержание биомассы

Древесина		МВтч/т	ГДж/т
Древесина (РКИК, при 40% содержании влаги)		3 028	10.9
Древесина (РКИК, при 55% содержании влаги)		2 422	8.7

Г.Лич и М.Гоуэн (1987), Руководство по потреблению энергии домохозяйствами; временное руководство и справочник, Технический документ Всемирного Банка №67, ВБ, Вашингтон, США.



Таблица А.1. 15: Содержание влаги в биомассе

Номер и наименование параметра (в соответствии с планом мониторинга ПТД)	9 Содержание влаги в биомассе
Описание	Содержание влаги (влажная основа)
Величина в период мониторинга	54,8 % (средневзвешенное значение) 55.0% (для использования в расчетах)
Метод мониторинга	н./д. значения определялись на основе статистического метода и на рекомендациях к методам выборки, приведенным в отчете ЕВ47, Приложение 27, параграф 9 "Проект общих руководящих принципов выборки и проведения исследований".
Частота внесения записей	н/д
Дополнительные данные	Статистические данные: образцы древесины и результаты анализа биомассы за 2007-2008гг.
Метод расчета	$W [\%] = \text{вес воды [кг]} / \text{вес влажного образца [кг]}$ Содержание влаги называется «влажность древесины, влажная основа»
Заключение	Средневзвешенное значение содержания влаги учитывает объемы и содержание влаги в различных источниках и в различные периоды. Средневзвешенное значение не показывает значительных отличий по источникам (свежий материал с лесопильного производства, СВХ, полигон).



Таблица А.1. 16: Объемный вес биомассы

Номер и наименование параметра (в соответствии с планом мониторинга ПТД)	10 Объемный вес биомассы
Описание	Объемный вес отходов лесопильного производства в кг/м ³
Величина в период мониторинга	133.8 кг/м ³ объемной массы в сухом состоянии ;297.2 кг/м ³ плотности при 55% содержании влаги
Метод мониторинга	н./д. значения определялись на основе статистического метода и на рекомендациях к методам выборки, приведенным в отчете ЕВ47, Приложение 27, параграф 9 "Проект общих руководящих принципов выборки и проведения исследований".
Частота внесения записей	н/д
Дополнительные данные	Статистические данные: образцы древесины и результаты анализа биомассы за 2007-2008гг.
Метод расчета	Объемный вес = вес образца (кг) / объем (м ³)
Заключение	Средневзвешенное значение объемного веса учитывает объемы и объемный вес в различных источниках и в различные периоды. Средневзвешенное значение не показывает значительных отличий по источникам (свежий материал с лесопильного производства, СВХ, полигон).



Таблица А.1. 17: Потребление дизельного топлива

Номер и наименование параметра (в соответствии с планом мониторинга ПТД)	11 Потребление дизельного топлива
Описание	Потребление дизеля при работе дизельного котла на котельной.
Величина в период мониторинга	128,57 т
Метод мониторинга	Расходомеры на котельной
Частота внесения записей	Постоянно
Дополнительные данные	Электронный журнал котельной, ежедневные распечатки данных
Метод расчета	1 м3 дизеля = 0.82 т (данные по местному дизелю в г.Онега); 1 м3 дизеля = 1 000 л

Таблица А.1. 18: Обзор данных по потреблению дизеля в отдельные периоды

Период	Потребление дизельного топлива	Потребление дизельного топлива	Потребление дизельного топлива
	л	м3	т
январь 09	62 243.37	62.24	51.66
февраль 09	31 389.16	31.39	26.05
март 09	3 584.34	3.58	2.98
апрель 09	15 577.11	15.58	12.93
май 09	0.00	0.00	0.00
июнь 09	0.00	0.00	0.00
июль 09	0.00	0.00	0.00
август 09	0.00	0.00	0.00
сентябрь 09	497.59	0.50	0.41
октябрь 09	1 092.77	1.09	0.91
ноябрь 09	0.00	0.00	0.00
декабрь 09	40 515.66	40.52	33.63
Итого	154 900.00	154.90	128.57



Таблица А.1. 19: Производство тепла

Номер и наименование параметра (в соответствии с планом мониторинга ПТД)	12 Производство тепла
	См. параметр 1

Таблица А.1. 20: Тепловой КПД угольной ТЭЦ гидролизного завода

Номер и наименование параметра (в соответствии с планом мониторинга ПТД)	13 Тепловой КПД угольной ТЭЦ гидролизного завода
Описание	Среднее тепловое КПД старой ТЭЦ гидролизного завода, работавшей на угле, в период 2002-2005.
Величина в период мониторинга	61%
Метод мониторинга	н/д
Частота внесения записей	Ежегодно с 2002 по 2005
Дополнительные данные	ПТД Онега Энергия 2006, записи угольной ТЭЦ гидролизного завода
Метод расчета	Соотношение между энергосодержанием поступающего топлива и энергосодержанием тепла, произведенного для теплосети.

Таблица А.1. 21: Теплотворная способность угля

Номер и наименование параметра (в соответствии с планом мониторинга ПТД)	14 Теплотворная способность угля
Описание	Средняя теплотворная способность угля, использовавшегося в угольной ТЭЦ гидролизного завода в 2000—2004 гг.
Величина в период мониторинга	5 984 МВтч/т (= 21.54 ГДж/т)
Метод мониторинга	н/д
Частота внесения записей	Ежегодно с 2000 по 2004
Дополнительные данные	Записи угольной ТЭЦ гидролизного завода, оригиналы лабораторных результатов от поставщиков угля. Теплотворная способность угля, принятая в ПТД (стр.38): ПТД Онега, стр.38, Теплотворная способность угольного топлива МВтч/т
Метод расчета	н/д

Таблица А.1. 22: Коэффициент выбросов CO₂ для угля

Номер и наименование параметра (в соответствии с планом мониторинга ПТД)	15 Коэффициент выбросов CO₂ для угля
Описание	Коэффициент выбросов CO ₂ для угля, использовавшегося в угольной ТЭЦ гидролизного завода в 2002—2005 гг.
Величина в период мониторинга	2 759 т CO ₂ –экв. / т угля
Метод мониторинга	н/д
Частота внесения записей	н/д
Дополнительные данные	Архангельская область (2000): Средний коэффициент выбросов парниковых газов для некоторых видов топлива и



	изменение выбросов парниковых газов при замене топлива.
Метод расчета	н/д

Таблица А.1. 23: Коэффициент выбросов CH₄ для угля

Номер и наименование параметра (в соответствии с планом мониторинга ПТД)	16 Коэффициент выбросов CH₄ для угля
Описание	Коэффициент выбросов CH ₄ для угля, использовавшегося в угольной ТЭЦ гидролизного завода в 2002—2005 гг.
Величина в период мониторинга	0.0096 t/t угля
Метод мониторинга	н/д
Частота внесения записей	н/д
Дополнительные данные	Архангельская область (2000): Средний коэффициент выбросов парниковых газов для некоторых видов топлива и изменение выбросов парниковых газов при замене топлива.
Метод расчета	н/д

Таблица А.1. 24: Коэффициент выбросов N₂O для угля

Номер и наименование параметра (в соответствии с планом мониторинга ПТД)	17 Коэффициент выбросов N₂O для угля
Описание	Коэффициент выбросов N ₂ O для угля, использовавшегося в угольной ТЭЦ гидролизного завода в 2002—2005 гг.
Величина в период мониторинга	0.0094 t/t угля
Метод мониторинга	н/д
Частота внесения записей	н/д
Дополнительные данные	Архангельская область (2000): Средний коэффициент выбросов парниковых газов для некоторых видов топлива и изменение выбросов парниковых газов при замене топлива.
Метод расчета	н/д

Таблица А.1. 25: Коэффициент выбросов CH₄ для разлагающейся биомассы

Номер и наименование параметра (в соответствии с планом мониторинга ПТД)	18 Коэффициент выбросов CH₄ для разлагающейся биомассы
Описание	Коэффициент выбросов CH ₄ для разлагающейся биомассы в проектном регионе
Величина в период мониторинга	0.1078 t/t биомассы
Метод мониторинга	н/д
Частота внесения записей	н/д
Дополнительные данные	Руководящие принципы проведения национальных инвентаризаций парниковых газов, МГЭИК 2006
Метод расчета	Рассчитано по формуле выбросов метана из AMS III,E (Версия 6) с учетом поправочного коэффициента для метана (MCF) по отношению к высоте слоя базового уровня (см.ПТД, формула (13) в Разделе D.1.1.4.и Разделе E.6.)



Таблица А.1. 26: Поправочный коэффициент для метана (MCF)

Номер и наименование параметра (в соответствии с планом мониторинга ПТД)	19 Поправочный коэффициент для метана (MCF)
Описание	Поправочный коэффициент для CH_4 для несанкционированных свалок мелких отходов
Величина в период мониторинга	0.7
Метод мониторинга	н/д
Частота внесения записей	н/д
Дополнительные данные	Приложение 7, ПТД и Онега Энергия. На основании исследования IFAS, проф. Штегманн и партнеры, Гамбург, Германия
Метод расчета	Коэффициент исходит из высоты слоя базового уровня, т.е. до 25м, и лабораторных измерений свежей биомассы из Онежского ЛДК, а также биомассы с полигона.

Таблица А.1. 27: Разлагаемый органический углерод (POУсвежий, POУсвалки / DOCfresh, DOClandfill)

Номер и наименование параметра (в соответствии с планом мониторинга ПТД)	20 Разлагаемый органический углерод (POУсвежий, POУсвалки / DOCfresh, DOClandfill)
Описание	POУ – это фракция общей биомассы.
Величина в период мониторинга	DOC _{fresh} = 0,300 DOC _{landfill} = 0,172
Метод мониторинга	DOC _{fresh} для материала с лесопильного производства является постоянной величиной (значение РКИК по умолчанию для древесины). DOC _{landfill} для материала с полигона должен корректироваться раз в год в соответствии с нижеприведенной таблицей.
Частота внесения записей	н/д
Дополнительные данные	DOC _{fresh} : значение по умолчанию, AMS III-E, Version 7 Таблица для DOC _{landfill} основана на периоде полураспада биологически разлагаемого углерода в древесной биомассе на полигоне в Онеге равном 5 годам (научный отчет проф.Штегманн и партнеры, см. ПТД Приложение 8 и дополнительные отчеты).
Метод расчета	Для биомассы с полигона применяется уменьшенная величина DOC _{landfill} .



Таблица А.1. 28: Разработка DOClandfill (для периода полураспада биологически разлагаемого углерода, содержащегося в древесной биомассе на полигоне равном 5 годам²)

Год Jahr	DOC (с 2006г.) DOC (von 2006)	DOC (с 2005г.) DOC (von 2005)
2006	30,00	26,12
2007	26,12	22,74
2008	22,74	19,79
2009	19,79	17,23
2010	17,23	15,00
2011	15,00	13,06
2012	13,06	11,37
2013	11,37	9,90
2014	9,90	8,62
2015	8,62	7,50
2016	7,50	6,53
2017	6,53	5,68
2018	5,68	4,95
2019	4,95	4,31
2020	4,31	3,75
2021	3,75	3,26
2022	3,26	2,84
2023	2,84	2,47
2024	2,47	2,15
2025	2,15	1,88
2026	1,88	1,63
2027	1,63	1,42
2028	1,42	1,24
2029	1,24	1,08
2030	1,08	0,94
2031	0,94	0,82
2032	0,82	0,71
2033	0,71	

Таблица А.1. 29: Фракция РОУ разлагаемая на газ из органических отходов (ФРОУ/DOCF)

Номер и наименование параметра (в соответствии с планом мониторинга ПТД)	21 Фракция РОУ разлагаемая на газ из органических отходов (ФРОУ/DOCF)
Описание	Фракция РОУ разлагаемая на газ из органических отходов
Величина в период мониторинга	0,77
Метод мониторинга	н/д
Частота внесения записей	н/д
Дополнительные данные	Значение по умолчанию, AMS III-E, Версия 7
Метод расчета	н/д

² Модель IFAS. Приложение 8 ПТД.



Таблица А.1. 30: Базовый уровень выбросов метана от разложения биомассы (ВЕу)

Номер и наименование параметра (в соответствии с планом мониторинга ПТД)	22 Базовый уровень выбросов метана от разложения биомассы (ВЕу)
Описание	Базовый уровень выбросов метана от разложения биомассы (тонн эквивалента CO ₂)
Величина в период мониторинга	38 214 т CO₂ –экв.
Метод мониторинга	См. переменную 3. «Отходы лесопиления, доставленные на проектный объект»
Частота внесения записей	Для каждой поставки биомассы
Дополнительные данные	Транспортная документация, журнал КПП котельной, электронные таблицы
Метод расчета	См. формулу 15 в Разделе D "Расчет сокращения выбросов парниковых газов"

Таблица А.1. 31: потенциальное воздействие CH₄ на глобальное потепление

Номер и наименование параметра (в соответствии с планом мониторинга ПТД)	23 потенциальное воздействие CH₄ на глобальное потепление
Описание	Потенциальное воздействие метана на глобальное потепление (по сравнению с CO ₂)
Величина в период мониторинга	21
Метод мониторинга	н/д
Частота внесения записей	н/д
Дополнительные данные	Руководящие принципы проведения национальных инвентаризаций парниковых газов, МГЭИК 2006
Метод расчета	н/д

Таблица А.1. 32: Масса древесных отходов, используемая в био-котлах

Номер и наименование параметра (в соответствии с планом мониторинга ПТД)	24 Масса древесных отходов, используемая в био-котлах
Описание	Масса древесных отходов, используемая в био-котлах
Величина в период мониторинга	83 086 т (при 55% содержании влаги)
Метод мониторинга	Данные об объеме древесины вносятся по каждой поставке Данные по содержанию влаги и плотности древесины собираются каждую неделю и регистрируются. Данные затем заносятся в компьютер в табличном виде и хранятся.
Частота внесения записей	еженедельно
Дополнительные данные	Транспортная документация, журнал КПП котельной, электронные таблицы, лабораторные записи
Метод расчета	См. параметры 3, 9 и 10 и Формулу 5 в Разделе D.



Таблица А.1. 33: Средняя вместимость грузовика (транспортировка золы)

Номер и наименование параметра (в соответствии с планом мониторинга ПТД)	25 Средняя вместимость грузовика (транспортировка золы)
Описание	Вместимость грузовика для перевозки золы
Величина в период мониторинга	1,8 т на грузовик
Метод мониторинга	Журнал КПП котельной
Частота внесения записей	После доставки или продажи (продажи и перевозка золы нерегулярны)
Дополнительные данные	Транспортная документация, журнал КПП котельной, электронные таблицы
Метод расчета	См. Формулу 10: увеличение объемов транспортировки в рамках проекта

Таблица А.1. 34: Средний объем золы

Номер и наименование параметра (в соответствии с планом мониторинга ПТД)	26 Средний объем золы
Описание	Зола, произведенная в период мониторинга/год
Величина в период мониторинга	1 215,3 т
Метод мониторинга	Журнал КПП котельной
Частота внесения записей	Регулярные записи, по запасам на объекте и возможным поставкам.
Дополнительные данные	Транспортная документация, журнал КПП котельной, электронные таблицы
Метод расчета	См. Формулу 10: увеличение объемов транспортировки в рамках проекта



Приложение 2

Измерительные приборы и калибровка



Оборудование для мониторинга и калибровка /ОАО Онега Энергия, декабрь 2009

Тип, наименование	Цель	Местонахождение	Производитель	Серийный номер / номер шильдика	Интервал калибровки	Орган отв.за калибровку / дата последней калибровки	Погрешность	след. калибровка
1	2		3	4	5	6	7	8
Тепловычислитель (SensyCal W) <1>	Вычисление тепловой энергии	Котельная	ABB Automation Products Hartmann & Braun GmbH, Germany	27032604/110QQ36 27032605/120QQ36 27032606/130QQ36	4 года	не применимо (с использованием расчетов, а не надлежащих измерений) <2>	± 1%	
Термоэлемент (Autrol VB-1xpt100-WM/F-A-4-BUS-160-SS) 0.....150°C. <3>	Измеряет температуру воды, входящей/выходящей из котлов	Котельная	Autrol, Finland (www.autrol.fi)	4571 (№ группы) 4571 (№ группы) 4571 (№ группы) 4571 (№ группы) 4571 (№ группы)	2 года	производитель, июнь 2009	± 0,1°C	июнь 2011
Электромагнитный расходомер (модель DE41F) <5>	Измеряет объем воды, входящей / выходящей из котлов	Дизельный котел	ABB Automation Products Hartmann & Braun GmbH, Germany.	13050/11FE22 13051/12FE22 13053/13FE22	4 года	ФГУ "Ростест-Москва" 10 дек. 2007	± 0,5 %	2011
Расходомер дизельного топлива (VZO 25 RC-RV1) <4>	Измеряет расход дизельного топлива	Насос дизельного котла	Aquametro AG, Switzerland Aquametro AG, Switzerland	4590538 (4904627) 4590539 (4904628)	4 года 4 года	Производитель Производитель	0,1 л 0,1 л	2013
Тепловычислитель (Multical 801) <6>	Вычисление тепловой энергии	Котельная	Kamstrup A/S, Denmark Kamstrup A/S, Denmark	5301236 5301234	4 года 4 года	Производитель Производитель	± 1,5 % ± 1,5 %	2013 2013
Преобразователь расхода ультразвуковой	Измеряет объем воды, входящей / выходящей из котлов	Котельная	Kamstrup A/S, Denmark	09/3807175	4 года	Производитель	± 2 %	2013



Проект получения энергии из древесины в г.Онега – 2-й отчет о мониторинге ПСО- янв.2010

(Ultraflow) <7>	Котельная	Kamstrup A/S, Denmark	09/3807174	4 года	Производитель	± 2 %	2013
--------------------	-----------	-----------------------	------------	--------	---------------	-------	------

<1> Использовался до сентября 2009г, после чего был заменен, поскольку погрешность превышала стандартную. Счетчики были заменены счетчиками Multical 801.

<2> См.спецификацию для котельной тепловой энергии SensusCal в стр. 4 из 10: "Калибровка не обязательна для номинальной мощности более 10 МВт."

<3> Термозлемент был проверен в ноябре 2007г и из-за проблем с калибровкой было решено их заменить. Замена в июне 2009г.

<4> Расходомеры дизеля серийный номер 4590538 и 4590539 были заменены на новые с серийными номерами 4904627 и 49004628 ввиду их выхода из строя в сентябре 2009.

<5> счетчики № 13050 и 13051 использовались до сентября 2009, а затем были заменены на счетчики Ultraflow № 3807175 и 3807174. Счетчики были заменены ввиду, того, что они давали большую погрешность, чем разрешено стандартами.

<6> В эксплуатации с сентября 2009. Эти счетчики заменили счетчики SensusCal W.

<7> В эксплуатации с сентября 2009. Эти счетчики заменили магнитные расходомеры Magnetic FlowMeters (DE41F).



Приложение 3

Заявление Центра занятости населения г.Онега



Агентство по труду и занятости населения
Архангельской области

Государственное учреждение
Архангельской области
"Центр занятости населения
города Онеги"

(ГУ Архангельской области "ЦЗН г.Онега")
ул. Победы, д.40, г. Онега
Архангельская область, 164840
тел / факс: (81-839) 7-33-06
E-mail: onega@zpsnet.ru
ОКПО 26770250, ИНН/КПП 2906905516/290601001

29.07.2010г. № 1610
на № 450 от 27 июля 2010 г.

Генеральному директору
ОАО «Онега-Энергия» Дойкову А.А.

164840, г.Онега, Архангельская обл.
Ул. Гутина, д.2

Сосновский И.В.
02.08.2010г.
Рудометов

На Ваш запрос в связи с изучением социальных последствий ввода в эксплуатацию новой отопительной котельной ОАО «Онега- Энергия» сообщаем, что за период с января по декабрь 2009 года включительно обратился в службу занятости Ковалев Василий Анатольевич, 1955 г.р. (бывший работник ТЭС, ОАО «Гидролизный завод»), снят с учёта по причине назначения пенсии по возрасту.

Зам.директора ГУ АО «ЦЗН г.Онега»

Рудометов

Рудомётов С.И.

Исп. Колованкина И.В.,
7-27-23

Вход. № 590
« 2 » 08 20 10 г.
подпись



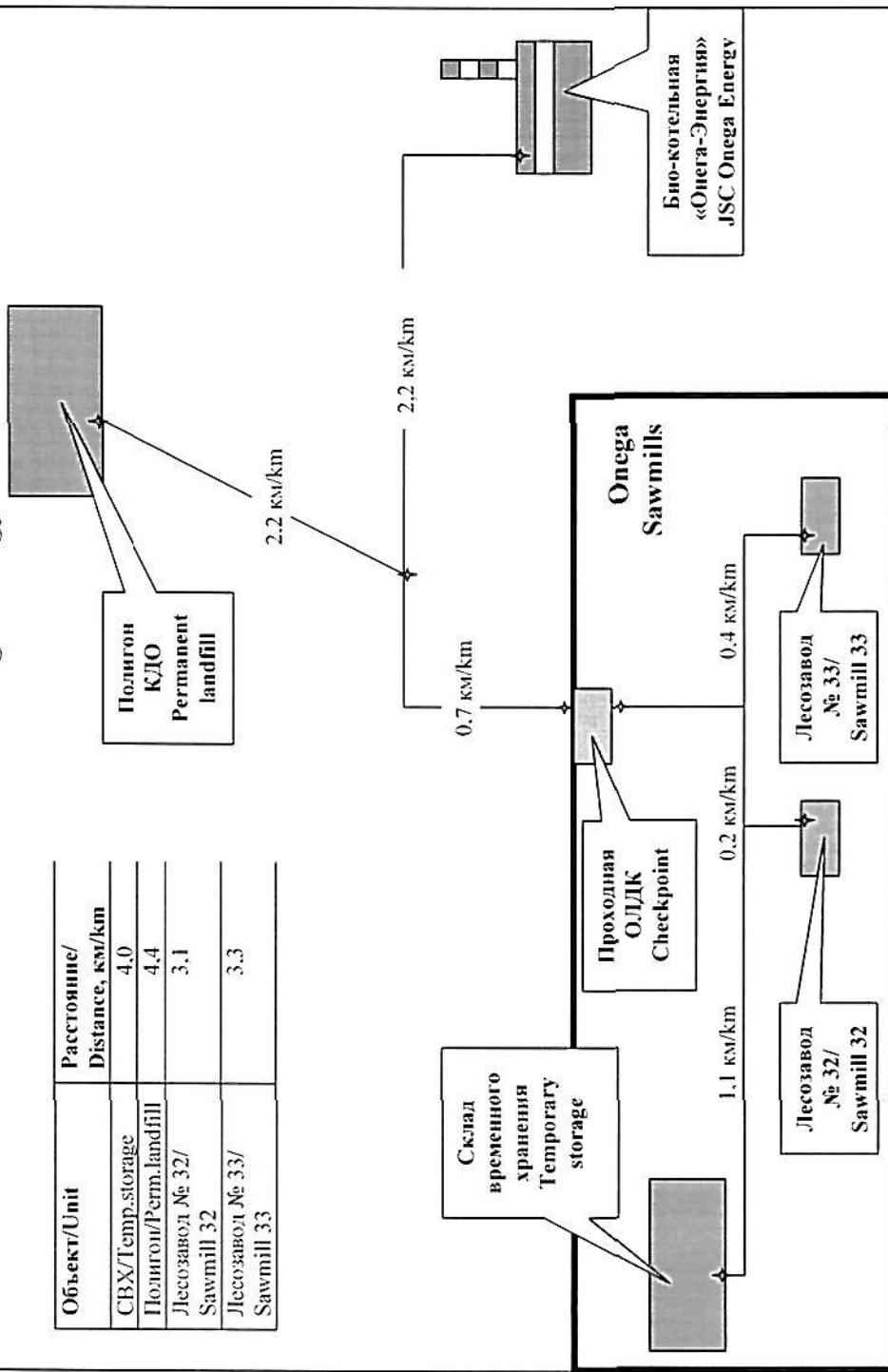
Приложение 4

Расстояния между пунктами назначения



Схема доставки КДО на био-котельную ОАО «Онега-Энергия»
Scheme of biomass deliveries to Omega-Energy Biomass Boiler House

Объект/Unit	Расстояние/ Distance, км/km
СВХ/Temp.storage	4.0
Полигон/Perm.landfill	4.4
Лесозавод № 32/ Sawmill 32	3.1
Лесозавод № 33/ Sawmill 33	3.3



Приложение 5
Руководство по мониторингу для внутреннего
пользования

Приложение 6
Протоколы о проведении обучения

Исполняется с использованием системы Компьютерный Центр

Унифицированная форма № Т-5а
Утверждена Постановлением Госкомстата России
от 05.01.2004 № 1

Код	
0301018	

Форма по ОКУД
по ОКПО

Открытое акционерное общество «Онега-Энергия»
(главная организация)

Номер документа	Дата составления
79/0-к	01.09.2009



ПРИКАЗ

о переводе работников на другую работу в связи с изменением условий труда и штатного расписания

Перевести на другую работу:

Фамилия, имя, отчество	Табельный номер	Структурное подразделение		Должность (специальность, профессия), разряд, класс (категория) квалификации	Тарифная ставка (оклад), надбавка, руб.	Вид перевода (постоянно, временно)		Основание: изменение к трудовому договору, или другой документ	С приказом (распоряжением) работник ознакомлен. Личная подпись, Дата		
		прежнее	новое			с	по				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Шихирин Сергей Владимирович	62	ОДС	ОДС	Дежурный инженер	Начальник смены	Согласно штатного расписания	01.09.2009	постоянно	Изменение штатного расписания	Личное заявление	
Родюнов Вячеслав Олегович	14	ОДС	ОДС	Дежурный инженер	Начальник смены	Согласно штатного расписания	01.09.2009	постоянно	Изменение штатного расписания	Личное заявление	
Смагин Андрей Геннадьевич	45	ОДС	ОДС	Дежурный инженер	Начальник смены	Согласно штатного расписания	01.09.2009	постоянно	Изменение штатного расписания	Личное заявление	
Уткин Александр Евгеньевич	13	ОДС	ОДС	Дежурный инженер	Начальник смены	Согласно штатного расписания	01.09.2009	постоянно	Изменение штатного расписания	Личное заявление	
Уткин Сергей Александрович	29	ОДС	ОДС	Дежурный инженер	Начальник смены	Согласно штатного расписания	01.09.2009	постоянно	Изменение штатного расписания	Личное заявление	
Мякушкин Николай Анатольевич	36	ОДС	ОДС	дежурный водитель	Водитель автомобиля	Согласно штатного расписания	01.09.2009	постоянно	Изменение штатного расписания	Личное заявление	
Львов Павел Васильевич	37	ОДС	ОДС	Дежурный водитель	Водитель автомобиля	Согласно штатного расписания	01.09.2009	постоянно	Изменение штатного расписания	Личное заявление	

ПРОТОКОЛ ПРОВЕРКИ ЗНАНИЙ № _____
 «Положение об организации работы по ведению мониторинга»

1	2	3	4	5	6
Фамилия, имя, отчество, должность и стаж работы в этой должности	Дата предыдущей проверки и оценка знаний	Дата и причина проверки	Общая оценка знаний и заключение комиссии	Подпись проверяемого лица	Дата следующей проверки
	23.01.09	26.01.10.			6
1. Селиванов Андрей		26.01.10.	Образовательная система		26.01.10.
Гонимайский		26.01.10.	ис. в. Демин, комитет директоров		
2. Радыонов Вячеслав	23.01.09.	26.01.10.			26.01.10.
Средовский		26.01.10.			
3. Уткин Александр	23.01.09.	26.01.10.			26.01.10.
Светловский		26.01.10.			
4. Миллерин Сергей	23.01.09.	26.01.10.			26.01.10.
Молодцовский		26.01.10.			
5. Уткин Сергей	23.01.09.	26.01.10.			26.01.10.
Александровский		26.01.10.			
- Начальники					
Сал. В.А.					

Председатель комиссии Сел. Виктор Селиванов А.А. Селиван
 (должность, подпись, фамилия, инициалы)

Члены комиссии Гонимайский Гонимайский М.В.
 (должность, подпись, фамилия, инициалы)