

**ЗАО «Тепло-Инвест»**

**«УТВЕРЖДАЮ»**

Генеральный директор

\_\_\_\_\_М.Г. Каткова

«09» февраля 2010 г.

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

**ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

(для подачи в составе заявки об утверждении проекта для совместного  
осуществления в соответствии со статьей 6 Киотского протокола)

**Исполнитель: ООО «СиСиДжиЭс», г. Архангельск**

**Москва**

**2010**

## **СОДЕРЖАНИЕ**

- А.     Общее описание маломасштабного проекта
- Б.     Исходные условия для реализации маломасштабного проекта
- В.     Сроки реализации маломасштабного проекта
- Г.     План осуществления мониторинга
- Д.     Оценка сокращений выбросов парниковых газов
- Е.     Оценка воздействия на окружающую среду
- Ж.     Комментарии заинтересованных сторон

## **Приложения**

Приложение 1: Контактная информация об участниках проекта

Приложение 2: Информация об исходных условиях для реализации проекта

## РАЗДЕЛ А. Общее описание маломасштабного проекта

### А.1. Название маломасштабного проекта:

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

Сектора<sup>1</sup>: 1. Энергетические отрасли промышленности (возобновляемые/невозобновляемые источники) (1)

2. Обращение с отходами (13)

Версия документа: 1.2

Дата: 09 февраля 2010 г.

### А.2. Описание маломасштабного проекта:

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

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

До реализации проекта теплоснабжение поселка осуществлялось от котельной, расположенной на территории ОАО «Северо-Онежский бокситовый рудник» (ОАО «СОБР») на значительном удалении (около 6,8 км) от потребителей тепловой энергии п. Североонежск. Основным топливом котельной являлся мазут. Древесные отходы местных лесопильных предприятий ввиду отсутствия мощностей по их утилизации вывозились на свалки.

Отсутствие проекта означало бы продолжение существующей практики теплоснабжения поселка и обращения с древесными отходами на местных лесопильных предприятиях.

В результате реализации проекта:

- будет утилизироваться значительный объем древесных отходов местных лесопильных предприятий;
- сократится вывоз древесных отходов на свалки;
- сократится потребление мазута в старой котельной ОАО «СОБР»;
- прекратятся потери тепловой энергии на участке теплосети от старой котельной до места врезки теплотрассы от новой котельной;
- повысится качество и надежность теплоснабжения потребителей п. Североонежск;
- увеличится уровень занятости среди местного населения;
- снизится негативное воздействие на окружающую среду;
- сократятся выбросы парниковых газов (ПГ) в среднем на 26 тыс. т CO<sub>2</sub>-экв./год.

<sup>1</sup> В соответствии со списком секторов, принятым Комитетом по надзору за совместным осуществлением, [http://ji.unfccc.int/Ref/Documents/List\\_Sectoral\\_Scopes.pdf](http://ji.unfccc.int/Ref/Documents/List_Sectoral_Scopes.pdf).

Строительно-монтажные работы по проекту начались в декабре 2006 г. (считается датой начала фактической реализации проекта) и завершились в январе 2009 г. Объем требуемых инвестиций в проект составляет около 12,8 млн. евро.

Следует отметить, что проект имеет выраженную экологическую направленность. Реализация проекта сопряжена с преодолением целого ряда серьезных технологических и операционных барьеров. Экономические показатели проекта без привлечения механизма совместного осуществления неприемлемо низки. Решение о реализации проекта было принято руководством компании с учетом возможности покрыть часть затрат и компенсировать проектные риски за счет продажи сокращения выбросов ПГ на международном рынке. Еще в 2006 г. данный вопрос обсуждался с «Центром экологических инвестиций» и в 2009 г. с ООО «СиСиДжиЭс», выбранным среди прочих в качестве партнера для подготовки необходимой документации и продажи сокращений выбросов ПГ на международном рынке.

### А.3. Участники проекта:

Участвующая Сторона	Юридическое лицо, участник проекта (нужное указать)	Укажите, желает ли участвующая сторона, чтобы ее рассматривали как участника проекта (Да/Нет)
Российская Федерация (Принимающая сторона)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Открытое акционерное общество «Межрегионэнергогаз»</li> <li>Закрытое акционерное общество «Тепло-Инвест»</li> </ul>	Нет
Одна из сторон Приложения В Киотского протокола	<ul style="list-style-type: none"> <li>Будет определено после утверждения проекта</li> </ul>	Нет

**Открытое акционерное общество «Межрегионэнергогаз»** (ОАО «Межрегионэнергогаз») – компания, работающая в сферах повышения эффективности использования газа, применения альтернативных видов топлива, основанная 9 марта 2005 г.

**Закрытое акционерное общество «Тепло-Инвест»** (ЗАО «Тепло-Инвест») – инвестиционная компания, основанная 28 сентября 2006 г.

### А.4. Техническое описание маломасштабного проекта:

#### А.4.1. Место нахождения маломасштабного проекта:

Проектная деятельность осуществляется на территории п. Североонежск Плесецкого района Архангельской области (см. Рис. А.4-1, А.4-2).



Рис. А.4-1. Местоположение п. Североонежск на территории Российской Федерации

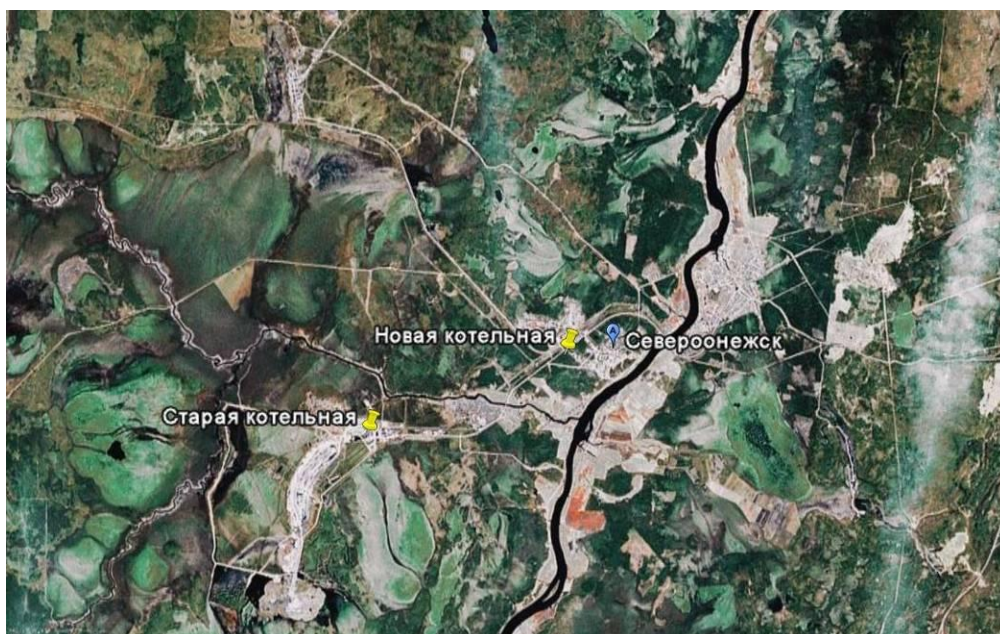


Рис. А.4-2. Карта Google Планета Земля идентифицирующая местоположение проектной деятельности

**А.4.1.1. Принимающая сторона (стороны):**

Российская Федерация

**А.4.1.2. Регион/Штат/Область(провинция) и т.п.:**

Архангельская область, Плесецкий район

**А.4.1.3. Город/Населенный пункт/Поселение и т.п.:**

Поселок Североонежск

**А.4.1.4. Подробности места нахождения, включая информацию, позволяющую однозначно идентифицировать маломасштабный проект (не более 1 страницы):**

Поселок расположен на левом берегу реки Онега в 30 км от поселка Плесецк. 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.

**А.4.2. Тип(ы) и категория(и) маломасштабного проекта:**

Проектная деятельность может быть отнесена к двум следующим типам<sup>2</sup>:

1. Тип I – проекты по возобновляемой энергетике. Категория С – производство тепловой энергии с или без производства электричества;
2. Тип III – прочие проекты. Категория Е – предотвращение образования метана от разложения биомассы за счет организованного сжигания, газификации или механической/тепловой обработки.

Проектная деятельность удовлетворяет условиям маломасштабности, т.к.:

1. В настоящий момент установленная тепловая мощность новой котельной на биотопливе составляет 23,26 МВт, в случае реализации плана установки еще одного водогрейного котла установленная тепловая мощность котельной составит 29,08 МВт (см. Раздел А.4.3), что не превысит лимита в 45 МВт, установленного для маломасштабных проектов;
2. Сокращения выбросов ПГ, генерируемые в результате реализации проекта, оцениваются в среднем в 26 тыс. тонн CO<sub>2</sub>-эквивалента в год (см. Раздел А.4.4.1), что находится в пределах лимита в 60 тыс. тонн CO<sub>2</sub>-эквивалента в год, установленного для маломасштабных проектов.

**А.4.3. Применяемые технологии, меры, операции или действия, предусмотренные маломасштабным проектом:**

**Основная характеристика производственных участков до реализации проекта**

До начала реализации проекта теплоснабжение поселка осуществлялось от котельной, принадлежащей ОАО «СОБР» (Рис. А.4-3). Котельная расположена на территории рудника на значительном удалении (около 6,8 км) от потребителей тепловой энергии п. Североонежск. Основным топливом котельной является мазут. В котельной установлены два паровых котла типа ДКВР-10 и два водогрейных котла типа ПТВМ-30М (КВ-ГМ-30-150). Вырабатываемая ими тепловая энергия расходуется на производственные нужды рудника и используется для теплоснабжения поселка.

Древесные отходы местных лесопильных предприятий ввиду отсутствия мощностей по их утилизации вывозятся на свалки (Рис. А.4-4).

<sup>2</sup> В соответствии с типами и категориями проектов, принятыми Исполнительным советом механизма чистого развития, <http://cdm.unfccc.int/methodologies/SSCmethodologies/approved.html>.



**Рис. А.4-3. Мазутная котельная ОАО «СОБР»**



**Рис. А.4-4. Свалка древесных отходов**

#### **Характеристика проектной деятельности**

Реализация проекта началась в декабре 2006 г. Проект предусматривает строительство котельной на биотопливе (Рис. А.4-5) установленной мощностью 20 Гкал/час (23,26 МВт). Котельная предназначена для централизованного теплоснабжения жилищно-коммунального сектора и промышленных предприятий поселка. 1-го августа 2008 г. после завершения основной части строительно-монтажных работ котельная была пущена в эксплуатацию.

В котельной установлено четыре водогрейных котла модели Global/G/M-500 (Рис. А.4-6) 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 (Рис. А.4-7).



Рис. А.4-5. Новая котельная на биотопливе



Рис. А.4-6. Общий вид водогрейного котла модели Global/G/M-500

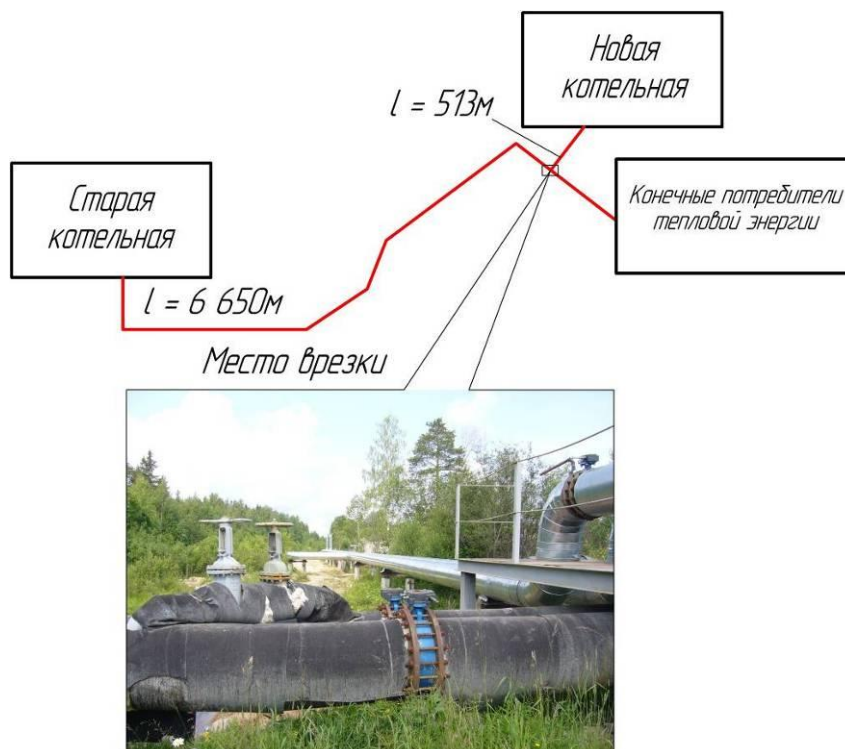


Рис. А.4-7. Принципиальная схема теплоснабжения п. Североонежск

**А.4.4. Краткое объяснение того, каким образом антропогенные выбросы парниковых газов будут сокращаться в рамках предложенного маломасштабного проекта совместного осуществления, а также того, почему сокращения выбросов были бы невозможны без маломасштабного проекта, учитывая особенности национальной и/или отраслевой политики и другие обстоятельства:**

Реализация проекта приведет к сокращению выбросов ПГ от сжигания ископаемого топлива и анаэробного разложения древесных отходов на свалках.

Основным ПГ, выделяющимся при сжигании ископаемого топлива, является CO<sub>2</sub>. Выбросы CH<sub>4</sub> и N<sub>2</sub>O при сжигании ископаемого топлива пренебрежимо малы по сравнению с выбросами CO<sub>2</sub> и не учитывались при разработке данного проекта [С11]. Выбросы CO<sub>2</sub> от сжигания древесных отходов являются климатически нейтральными и, следовательно, принимаются равными нулю. Анаэробное разложение древесных отходов на свалках сопровождается выделением CH<sub>4</sub>.

Сокращение выбросов парниковых газов в результате реализации проекта будет достигнуто за счет:

- снижения потребления мазута в старой котельной ОАО «СОБР» вследствие строительства новой котельной на биотопливе и уменьшения потерь тепловой энергии в теплосети;
- снижения вывоза древесных отходов на свалки.

Реализация проекта в отсутствие механизма совместного осуществления была бы маловероятна, поскольку:

- техническое состояние старой котельной позволяет поддерживать ее в работе еще в течение целого ряда лет<sup>3</sup>;
- не предвидится существенных изменений природоохранного законодательства России, которые могли бы вынудить руководство ОАО «СОБР» отказаться от осуществления процесса теплоснабжения поселка, сжигания мазута в существующих котлах; руководство лесопильных предприятий от вывоза древесных отходов на свалки;
- ограничений на выбросы ПГ для отдельных компаний в России нет, и не ожидается, по крайней мере, до 2012 г.<sup>4</sup>;
- в отсутствие проекта можно было бы избежать дополнительных и довольно рискованных собственных финансовых вложений, которые могут не окупиться в разумные сроки.

#### **А.4.4.1. Оценка объема сокращений выбросов за зачетный период<sup>5</sup>:**

	Лет
Продолжительность зачетного периода	
Год	Оценка ежегодного количества сокращений выбросов в тоннах CO <sub>2</sub> эквивалента
2008	7 936
2009	27 964
2010	29 765
2011	31 485
2012	33 127
Всего оцениваемое количество сокращений выбросов за зачетный период (тонн CO <sub>2</sub> эквивалента)	130 277
Оцениваемое среднегодовое количество сокращений выбросов за зачетный период (тонн CO <sub>2</sub> эквивалента)	26 055

<sup>3</sup> После ввода в эксплуатацию новой котельной старая котельная не была закрыта и продолжает производить тепловую энергию (в виде пара и горячей воды) для покрытия производственных нужд ОАО «СОБР».

<sup>4</sup> <http://www.economy.gov.ru/minec/activity/sections/nature/kioto/doc1143621403750#>

<sup>5</sup> Период времени (в интервале с 1 января 2008 г. по 31 декабря 2012 г.), в течение которого засчитывается сокращение выбросов парниковых газов в результате реализации проекта.

**А.4.5. Подтверждение того, что предложенный маломасштабный проект не является составной частью более крупного проекта:**

В соответствии с п.15 «Положений для маломасштабных проектов совместного осуществления» [С15] маломасштабный проект совместного осуществления (СО) может считаться компонентом более крупного проекта, если уже существует (маломасштабный) проект совместного осуществления и что при этом:

- а) в проекте указаны те же Участники проекта;
- б) предусматривается та же технология/мероприятия и проект относится к той же проектной категории;
- в) отчет о детерминации имеется в открытом доступе в соответствии с п. 34 Руководства ПСО в течение последних 2-х лет;
- г) границы проекта в самой близкой точке проходят в пределах 1 км от границ предлагаемого маломасштабного проекта СО.

В виду отсутствия зарегистрированных проектов, подходящих под данное описание, данный маломасштабный проект не является компонентом более крупного проекта.

**А.5. Сведения об утверждении проекта участвующими Сторонами:**

Письма одобрения Сторон будут получены позднее.

## **РАЗДЕЛ Б. Исходные условия для реализации маломасштабного проекта**

### **Б.1. Описание и обоснование выбранных исходных условий для реализации маломасштабного проекта:**

#### **Описание и обоснование подхода, выбранного для установления исходных условий**

При установлении исходных условий разработчик использовал особый подход для проектов совместного осуществления на основании параграфа 9 (а) Руководства по критериям для установления исходных условий и мониторингу [СЗ].

Исходные условия были установлены в соответствии с Добавлением В Руководства СО<sup>6</sup>. Обоснование исходных условий было выполнено в соответствии с параграфами 23-29 Руководства по критериям для установления исходных условий и мониторингу.

Прежде всего, наиболее вероятный сценарий исходных условий был выбран на основании анализа ряда альтернатив, позволяющих обеспечить конечных потребителей поселка необходимым количеством тепловой энергии, а также альтернатив обращения с древесными отходами, сжигаемыми по проекту. Выбор исходных условий был обоснован с учетом Приложения 1 Руководства по критериям для установления исходных условий.

После выбора сценария исходных условий был построен проектный сценарий на основе имеющихся и прогнозируемых данных до 2012 г., а затем, отталкиваясь от него, обосновано все, что связано со сценарием исходных условий. Для обоих сценариев на транспарентной и консервативной основе рассматриваются все ключевые данные, факторы, предположения, влияющие на сокращения выбросов ПГ.

#### **Установление вероятных будущих сценариев и выбор сценария исходных условий**

Были выделены следующие альтернативы, позволяющие обеспечить конечных потребителей поселка необходимым количеством тепловой энергии:

- Альтернатива Т1. Продолжение текущей ситуации
- Альтернатива Т2. Строительство газовой котельной
- Альтернатива Т3. Строительство угольной котельной
- Альтернатива Т4. Проектная деятельность в отсутствие механизма совместного осуществления

Были выделены следующие альтернативы обращения с древесными отходами, сжигаемыми по проекту:

- Альтернатива Д1. Продолжение текущей ситуации
- Альтернатива Д2. Использование древесных отходов для производства топливных древесных гранул
- Альтернатива Д3. Проектная деятельность в отсутствие механизма совместного осуществления

---

<sup>6</sup> Приложение Решения 9/СМР.1 (известное как Руководство СО) включает Добавление В, в котором приведены критерии для установки базовой линии и мониторинга.

### ***Теплоснабжение поселка***

#### Альтернатива Т1. Продолжение текущей ситуации

Данная альтернатива предполагает продолжение ситуации, имевшей место до начала реализации проекта. Необходимое количество тепловой энергии потребители получали бы за счет сжигания мазута в старой котельной ОАО «СОБР».

Старая котельная на протяжении нескольких десятков лет поставляла тепловую энергию поселку. Процесс теплоснабжения хорошо отработан, обслуживающий персонал котельной обладает должными навыками и умениями, поставки топлива хорошо отлажены.

Выработка тепловой энергии в котельной осуществлялась бы за счет сжигания мазута в водогрейных котлах. Перевод котельной на другой вид топлива был бы вряд ли возможен, т.к. он привел бы к существенным реконструкциям, связанным с переоборудованием существующих котлов, установкой нового котельного оборудования, строительством узлов приемки, хранения и подготовки топлива; потребовал бы значительных капиталовложений. Перевод котельной на природный газ был бы дополнительно связан со строительством весьма протяженного участка газопровода. Маловероятно, что руководство ОАО «СОБР» заинтересовано в столь масштабных реконструкциях. Теплоснабжение поселка не является основным бизнесом компании. Инвестиции в модернизацию и увеличение основных производственных мощностей, в том числе внедрение современных энергосберегающих технологий, могут принести намного больше прибыли.

Преимущество Альтернативы Т1 заключается в полном отсутствии дополнительных инвестиций как со стороны администрации поселка, так и со стороны ОАО «СОБР».

*Альтернатива Т1 является вполне реальной и может рассматриваться как наиболее вероятный сценарий исходных условий.*

#### Альтернатива Т2. Строительство газовой котельной

Данная альтернатива предполагает строительство новой газовой котельной поблизости от поселка. Теплоснабжение поселка от мазутной котельной ОАО «СОБР» было бы прекращено. Необходимое количество тепловой энергии потребители получали бы за счет сжигания природного газа в новой котельной.

Реализация данной альтернативы потребовала бы значительных капиталовложений связанных со строительством не только самой котельной, но и весьма протяженного участка газопровода. Маловероятно, что администрация поселка инвестировала бы значительные средства в строительство новых теплогенерирующих мощностей при наличии надежного поставщика тепловой энергии в лице ОАО «СОБР».

К тому же цены на природный газ в России, вероятно, будут расти, и в скором времени сравняются с общемировыми. Рентабельность проектов строительства газовых котельных будет постепенно снижаться.

*Альтернатива Т2 не представляется реалистичной и была исключена из рассмотрения.*

#### Альтернатива Т3. Строительство угольной котельной

Данная альтернатива предполагает строительство новой угольной котельной поблизости от поселка. Теплоснабжение поселка от мазутной котельной ОАО «СОБР» было бы прекращено. Необходимое количество тепловой энергии потребители получали бы за счет сжигания угля в новой котельной.

Реализация данной альтернативы, как и Альтернативы Т2, потребовала бы значительных капиталовложений, связанных со строительством котельной. Маловероятно, что администрация поселка инвестировала бы значительные средства в строительство новых теплогенерирующих мощностей при наличии надежного поставщика тепловой энергии в лице ОАО «СОБР».

Кроме того поселок находится на значительном удалении от крупных угольных бассейнов. Строительство угольной котельной потребовало бы организации поставок топлива на большое расстояние. Эксплуатация котельной ухудшила бы экологическую ситуацию в поселке.

*Альтернатива Т3 не представляется реалистичной и была исключена из рассмотрения.*

Альтернатива Т4. Проектная деятельность в отсутствие механизма совместного осуществления

Данная альтернатива предполагает строительство новой котельной на биотопливе поблизости от поселка. Теплоснабжение поселка от мазутной котельной ОАО «СОБР» было бы прекращено. Необходимое количество тепловой энергии потребители получали бы за счет сжигания древесных отходов в новой котельной.

Реализация данной альтернативы потребовала бы значительных капитальных вложений. Инвестиционный анализ, приведенный в Разделе Б.2, показал, что экономические показатели проекта без участия в механизме СО были бы неприемлемо низкими. Кроме того реализация проекта без участия в механизме СО сопряжена с рядом серьезных барьеров. См. барьерный анализ, приведенный также в Разделе Б.2.

*Возможность реализации Альтернативы Т4 в качестве сценария исходных условий маловероятна.*

***Подводя итог проведенному выше анализу, Альтернатива Т1, предусматривающая продолжение текущей ситуации, была выбрана в качестве наиболее вероятного сценария исходных условий для теплоснабжения поселка.***

#### ***Обращение с древесными отходами***

Альтернатива Д1. Продолжение текущей ситуации

Данная альтернатива предполагает продолжение ситуации, имевшей место до начала реализации проекта. Древесные отходы местных лесопильных предприятий размещались бы на свалках (местах организованного хранения отходов).

Размещение древесных отходов на свалках (местах организованного хранения отходов) не противоречит природоохранному законодательству и является распространенной практикой на предприятиях лесоперерабатывающей промышленности России. Вывоз древесных отходов на свалки не представляет проблемы для местных лесопильных предприятий.

Из всех древесных отходов, размещаемых на свалках, только опилок разлагался бы в анаэробных условиях. Длинномерные отходы лесопиления, к которым можно отнести и горбыль, из которого производятся щепка и кора, сжигаемые в котельной, имеют большие габаритные размеры. Их гниение на свалках часто происходит при недостаточно анаэробных условиях с выделением в основном  $\text{CO}_2$ , нежели  $\text{CH}_4$ .

Преимущество Альтернативы Д1 заключается в отсутствии дополнительных инвестиций, связанных со строительством мощностей по утилизации древесных отходов.

*Альтернатива Д1 является вполне реальной и может рассматриваться как наиболее вероятный сценарий исходных условий.*

Альтернатива Д2. Использование древесных отходов для производства топливных древесных гранул

Данная альтернатива предполагает полезное использование древесных отходов в качестве исходного сырья для производства топливных древесных гранул (пеллет).

Использование древесных отходов для производства пеллет не является общей практикой в России. В Плесецком районе отсутствуют заводы такого типа. Перевозка древесных отходов на большие расстояния для производства топливных гранул на существующих заводах ввиду большой стоимости нецелесообразна. Строительство нового завода для производства пеллет в

районе п. Плесецк потребовало бы значительных инвестиций и сопряжено с рядом весьма серьезных барьеров.

*Альтернатива Д2 не представляется реалистичной и была исключена из рассмотрения.*

Альтернатива Д3. Проектная деятельность в отсутствие механизма совместного осуществления

Данная альтернатива предполагает строительство новой котельной на биотопливе. Древесные отходы местных лесопильных предприятий сжигались бы в котлах новой котельной.

Реализация данной альтернативы потребовала бы значительных капитальных вложений. Инвестиционный анализ, приведенный в Разделе Б.2, показал, что экономические показатели проекта без участия в механизме СО были бы неприемлемо низкими. Кроме того реализация проекта без участия в механизме СО сопряжена с рядом серьезных барьеров. См. барьерный анализ, приведенный также в Разделе Б.2.

*Возможность реализации Альтернативы Д3 в качестве сценария исходных условий маловероятна.*

***Подводя итог проведенному анализу альтернатив, Альтернатива Д1, предусматривающая продолжение текущей ситуации, была выбрана в качестве наиболее вероятного сценария исходных условий для обращения с древесными отходами.***

**Таким образом, исходные условия предусматривают продолжение существующей практики теплоснабжения поселка от старой мазутной котельной ОАО «СОБР». Неиспользуемые древесные отходы, образующиеся на местных лесопильных предприятиях, будут вывозиться на свалки.**

#### **Подробное описание проектного сценария**

Ключевыми факторами, характеризующими проектный сценарий, являются:

- выработка тепловой энергии;
- отпуск тепловой энергии;
- сжигание древесных отходов;
- потребление электроэнергии из внешней электросети.

Ниже подробно рассмотрен каждый фактор.

#### Выработка тепловой энергии

Проектный сценарий предполагает производство тепловой энергии (в виде горячей воды) котлами новой котельной. Основным топливом котлов будут являться древесные отходы, в качестве аварийного топлива будет использоваться дизельное топливо. Выработка тепловой энергии (в виде горячей воды) водогрейными котлами старой мазутной котельной для цели теплоснабжения поселка прекратилась в середине 2008 г. после пуска в эксплуатацию новой котельной. При этом старая мазутная котельная не была закрыта и продолжает производить тепловую энергию (в виде пара и горячей воды) для покрытия производственных нужд ОАО «СОБР».

Выработка тепловой энергии в новой котельной в 2008 г. составила 57 143 ГДж. Начиная с 2009 г. в новой котельной будет вырабатываться 221 860 ГДж тепловой энергии в год согласно проектным данным [С1].

Выработка тепловой энергии в новой котельной в 2008-2012 гг. ( $HG_{new\_BH,y}$ ) приведена в Таблице Б.1-1.

**Таблица Б.1-1. Выработка тепловой энергии в новой котельной в 2008-2012 гг.**

Показатель	Единицы измерения	Годы					2008 - 2012
		2008	2009	2010	2011	2012	
Выработка тепловой энергии в новой котельной	ГДж	57 143*	221 860	221 860	221 860	221 860	944 583

\*фактическое значение

#### Отпуск тепловой энергии

Тепловая энергия, производимая котлами новой котельной, расходуется на собственные нужды котельной и отпускается конечным потребителям поселка через новый участок теплотрассы, соединяющий котельную с существующей тепловой сетью поселка.

Отпуск тепловой энергии конечным потребителям поселка по проекту в течение года у определяется следующим образом:

$$HS_{PJ,y} = HS_{new\_BH,y} - HL_{new\_HP,y}, \quad (Б.1-1)$$

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

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

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

Отпуск тепловой энергии от коллекторов новой котельной в течение года у определяется следующим образом:

$$HS_{new\_BH,y} = HG_{new\_BH,y} \times SHS_{new\_BH,y}, \quad (Б.1-2)$$

где  $HG_{new\_BH,y}$  – выработка тепловой энергии в новой котельной в течение года у, ГДж;

$SHS_{new\_BH,y}$  – коэффициент отпуска тепловой энергии от новой котельной в течение года у.

Согласно Таблице 3 МДК 4-05.2004 [С7] доля расхода тепла на собственные нужды котельной со слоевым сжиганием топлива может быть принята равной 4%. Таким образом в оценочном расчете коэффициент отпуска тепловой энергии от новой котельной в течение года у принимаем равным 0,96.

Отчетные потери тепловой энергии на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть в 2008 г. составили 756 ГДж. Начиная с 2009 г. потери тепловой энергии на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть принимаем равными 1 926 ГДж в год<sup>7</sup>.

Расчет отпуска тепловой энергии конечным потребителям поселка по проекту в 2008-2012 гг. приведен в Таблице Б.1-2.

<sup>7</sup> Согласно Приложению к договору №15/2008 от 07.07.2008 г. «Расчет тепловых потерь через изолированную поверхность прямого и обратного теплопроводов от места установки датчиков узла учета теплоэнергии до границы раздела балансовой и эксплуатационной ответственности».

**Таблица Б.1-2. Расчет отпуска тепловой энергии конечным потребителям поселка по проекту в 2008-2012 гг.**

Показатель	Единицы измерения	Годы					2008 - 2012
		2008	2009	2010	2011	2012	
Отпуск тепловой энергии от коллекторов новой котельной	ГДж	54 857*	212 986	212 986	212 986	212 986	906 800
Потери тепловой энергии на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть	ГДж	756*	1 926	1 926	1 926	1 926	8 460
Отпуск тепловой энергии конечным потребителям поселка	ГДж	54 101*	211 060	211 060	211 060	211 060	898 340

\*фактическое значение

#### Сжигание древесных отходов

Проектный сценарий предполагает сжигание древесных отходов в новой котельной. Аварийным топливом котельной является дизельное топливо. В оценочном расчете расход аварийного топлива принят равным нулю.

Объемный расход древесных отходов в новой котельной в течение года  $u$  определяется следующим образом:

$$FC_{WW,new\_BH,y}^v = HG_{new\_BH,y} \times SFC_{WW,new\_BH,y}^v \quad (\text{Б.1-3})$$

где  $FC_{WW,new\_BH,y}^v$  – объемный расход древесных отходов в новой котельной в течение года  $u$ , нас. м<sup>3</sup>;

$SFC_{WW,new\_BH,y}^v$  – удельный объемный расход древесных отходов на выработку одного ГДж теплоты в новой котельной в течение года  $u$ , нас. м<sup>3</sup>/ГДж.

Удельный объемный расход древесных отходов на выработку одного ГДж теплоты в новой котельной в течение года  $u$  принимаем равным 1,035 нас. м<sup>3</sup>/ГДж согласно проектным данным [С1].

Отдельно определим количество опилок, сжигаемых в новой котельной<sup>8</sup>.

Объемный расход опилок в новой котельной в течение года  $u$  определяется следующим образом:

$$FC_{sawdust,new\_BH,y}^v = FC_{WW,new\_BH,y}^v \times w_{sawdust,new\_BH,y} \quad (\text{Б.1-4})$$

где  $FC_{sawdust,new\_BH,y}^v$  – объемный расход опилок в новой котельной в течение года  $u$ , нас. м<sup>3</sup>;

$w_{sawdust,new\_BH,y}$  – доля опилок в общем объеме древесных отходов, сжигаемых в новой котельной в течение года  $u$ .

Доля опилок в общем объеме древесных отходов, сжигаемых в новой котельной в течение года  $u$ , принимается равной 0,52 согласно проектным данным [С1].

<sup>8</sup> В дальнейшем данный параметр будет использоваться для расчета выбросов CH<sub>4</sub> от разложения на свалках древесных отходов по сценарию исходных условий (см. описание сценария исходных условий ниже).

Объемный расход древесных отходов в целом и опилок в частности в новой котельной в 2008-2012 гг. приведен в Таблице Б.1-3.

**Таблица Б.1-3. Объемный расход древесных отходов в новой котельной в 2008-2012 гг.**

Показатель	Единицы измерения	Годы					2008 - 2012
		2008	2009	2010	2011	2012	
Объемный расход древесных отходов в новой котельной	нас. м <sup>3</sup>	59 143	229 625	229 625	229 625	229 625	977 643
Объемный расход опилок в новой котельной	нас. м <sup>3</sup>	30 754	119 405	119 405	119 405	119 405	508 375

#### Потребление электроэнергии из внешней электросети

Проектный сценарий предполагает потребление электроэнергии из внешней электросети на собственные нужды новой котельной.

Затраты электроэнергии на собственные нужды новой котельной в течение года у определяются следующим образом:

$$EC_{new\_BH,y} = HS_{new\_BH,y} \times SEC_{HS,new\_BH,y}, \quad (Б.1-5)$$

где  $EC_{new\_BH,y}$  – затраты электроэнергии на собственные нужды новой котельной в течение года у, МВтч;

$SEC_{HS,new\_BH,y}$  – удельные затраты электроэнергии на отпуск одного ГДж теплоты от коллекторов новой котельной в течение года у, МВтч/ГДж.

Удельные затраты электроэнергии на отпуск одного ГДж теплоты от коллекторов новой котельной в течение года у принимаем равными 0,0205 МВтч/ГДж согласно проектным данным [С1].

Затраты электроэнергии на собственные нужды новой котельной в 2008-2012 гг. приведены в Таблице Б.1-4.

**Таблица Б.1-4. Затраты электроэнергии на собственные нужды новой котельной в 2008-2012 гг.**

Показатель	Единицы измерения	Годы					2008 - 2012
		2008	2009	2010	2011	2012	
Затраты электроэнергии на собственные нужды новой котельной	МВтч	1 125	4 366	4 366	4 366	4 366	18 589

#### **Подробное описание сценария исходных условий**

Исходные условия предусматривают продолжение существующей практики теплоснабжения поселка от старой мазутной котельной ОАО «СОБР». Неиспользуемые древесные отходы, образующиеся на местных лесопильных предприятиях, будут вывозиться на свалки.

Исходные условия представляют собой ведение «обычной хозяйственной деятельности» в рамках существующих норм и правил, которые не устанавливают запретов для ОАО «СОБР» на осуществление процесса теплоснабжения поселка, сжигание мазута в существующих котлах, а также запретов для лесопильных предприятий на вывоз древесных отходов на свалки. Исходные условия являются обоснованно консервативными и гораздо менее затратными по сравнению с проектной деятельностью. Также следует отметить, что в России отсутствуют ограничения на

выбросы парниковых газов для отдельных компаний, и согласно прогнозам не появятся вплоть до 2012 г.

Выделим ключевые факторы, которые определяют выбросы парниковых газов в сценарии исходных условий. Такими факторами являются:

- отпуск тепловой энергии;
- сжигание ископаемого топлива;
- потребление электроэнергии из внешней электросети;
- вывоз древесных отходов на свалки.

Ниже подробно рассмотрен каждый фактор.

#### Отпуск тепловой энергии

Сценарий исходных условий предполагает отпуск тепловой энергии (в виде горячей воды) конечным потребителям поселка от старой котельной ОАО «СОБР». Основным топливом старой котельной будет являться мазут. Котельная также будет отпускать тепловую энергию (в виде пара и горячей воды) для покрытия производственных нужд ОАО «СОБР» в том же количестве, что и по проекту.

Отпуск тепловой энергии конечным потребителям поселка по сценарию исходных условий в течение года  $u$  численно равен этой величине по проекту:

$$HS_{BL,y} = HS_{PJ,y}, \quad (\text{Б.1-6})$$

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

Необходимое количество тепловой энергии будет подаваться в поселок через существующую тепловую сеть, при этом значительное количество теплоты будет теряться на участке теплосети от старой котельной до места врезки теплотрассы от новой котельной по проекту.

Отпуск тепловой энергии от коллекторов старой котельной для теплоснабжения поселка по сценарию исходных условий в течение года  $u$  определяется следующим образом:

$$HS_{old\_BH,BL,y}^{settlement} = HS_{BL,y} + HL_{old\_HP,BL,y}, \quad (\text{Б.1-7})$$

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

$HL_{old\_HP,BL,y}$  – потери тепловой энергии на участке теплосети от старой котельной до места врезки теплотрассы от новой котельной по сценарию исходных условий в течение года  $u$ , ГДж.

Расчет потерь тепловой энергии будет производиться на основе нормативных значений тепловых потерь отдельно для подающего и обратного трубопроводов тепловой сети.

Потери тепловой энергии на участке теплосети от старой котельной до места врезки теплотрассы от новой котельной по сценарию исходных условий в течение года  $u$  определяются следующим образом:

$$HL_{old\_HP,BL,y} = HL_{old\_HP,SP,BL,y}^{standard} + HL_{old\_HP,RP,BL,y}^{standard}, \quad (\text{Б.1-8})$$

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 по сценарию исходных условий в течение года  $y$ , ГДж;

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

Нормативные потери тепловой энергии в подающем трубопроводе на участке теплосети от старой котельной до места врезки теплотрассы от новой котельной по сценарию исходных условий в течение года  $y$  определяются следующим образом:

$$HL_{old\_HP,SP,BL,y}^{standard} = \beta_{old\_HP} \times L_{old\_HP} \times \frac{q_{old\_HP,SP}^{standard}}{10^6} \times \sum_i \left( \frac{(t_{old\_HP,SP,i} - t_{outside\_air,i})}{t_{old\_HP,SP} - 5} \times z_i \right), \quad (Б.1-9)$$

где  $\beta_{old\_HP}$  – коэффициент местных тепловых потерь для старой тепловой сети;

$L_{old\_HP}$  – протяженность теплосети от старой котельной до места врезки теплотрассы от новой котельной, м;

$q_{old\_HP,SP}^{standard}$  – нормативное значение удельных тепловых потерь в подающем трубопроводе на участке теплосети от старой котельной до места врезки теплотрассы от новой котельной, кДж/(м\*ч);

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

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

$t_{old\_HP,SP}$  – средняя температура в подающем трубопроводе на участке теплосети от старой котельной до места врезки теплотрассы от новой котельной за год, °С;

5 – среднегодовая расчетная температура наружного воздуха, °С;

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

Нормативные потери тепловой энергии в обратном трубопроводе на участке теплосети от старой котельной до места врезки теплотрассы от новой котельной по сценарию исходных условий в течение года  $y$  определяются следующим образом:

$$HL_{old\_HP,RP,BL,y}^{standard} = \beta_{old\_HP} \times L_{old\_HP} \times \frac{q_{old\_HP,RP}^{standard}}{10^6} \times \sum_i \left( \frac{(t_{old\_HP,RP,i} - t_{outside\_air,i})}{t_{old\_HP,RP} - 5} \times z_i \right), \quad (Б.1-10)$$

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, кДж/(м\*ч);

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

$t_{old\_HP,RP}$  – средняя температура в обратном трубопроводе на участке теплосети от старой котельной до места врезки теплотрассы от новой котельной за год, °С.

Температурный график регулирования тепловой нагрузки принят одинаковым для проектного сценария и для сценария исходных условий.

Температуры в подающем и обратном трубопроводах на участках теплосети от старой котельной до места врезки теплотрассы от новой котельной и от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть приняты одинаковыми, т.е.:

$$t_{old\_HP,SP,i} = t_{new\_HP,SP,i}, \quad (Б.1-11)$$

где  $t_{new\_HP,SP,i}$  – средняя температура в подающем трубопроводе на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть за месяц  $i$ , °С.

$$t_{old\_HP,RP,i} = t_{new\_HP,RP,i}, \quad (Б.1-12)$$

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

#### Сжигание ископаемого топлива

Сценарий исходных условий предполагает сжигание мазута в старой котельной ОАО «СОБР» для выработки тепловой энергии, поставляемой конечным потребителям поселка.

Количество мазута, сжигаемого в старой котельной для выработки тепловой энергии, поставляемой конечным потребителям поселка по сценарию исходных условий в течение года  $y$ , определяется следующим образом:

$$FC_{RFO,old\_BH,BL,y}^{settlement} = \frac{HS_{old\_BH,BL,y}^{settlement}}{\eta_{HWB,old\_BH} \times (1 - q_{old\_BH})}, \quad (Б.1-13)$$

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;

$\eta_{HWB,old\_BH}$  – коэффициент полезного действия водогрейных котлов старой котельной;

$q_{old\_BH}$  – доля тепловой энергии на собственные нужды старой котельной.

#### Потребление электроэнергии из внешней электросети

Сценарий исходных условий предполагает потребление электроэнергии из внешней электросети в старой котельной для выработки тепловой энергии, поставляемой конечным потребителям поселка.

Затраты электроэнергии в старой котельной на выработку тепловой энергии, поставляемой конечным потребителям поселка по сценарию исходных условий в течение года  $y$ , определяются следующим образом:

$$EC_{old\_BH,BL,y}^{settlement} = \frac{HS_{old\_BH,BL,y}^{settlement}}{(1 - q_{old\_BH})} \times SEC_{HG,old\_BH}, \quad (Б.1-14)$$

где  $EC_{old\_BH,BL,y}^{settlement}$  – затраты электроэнергии в старой котельной на выработку тепловой энергии, поставляемой конечным потребителям поселка по сценарию исходных условий в течение года  $y$ , МВтч;

$SEC_{HG,old\_BH}$  – удельные затраты электроэнергии на выработку одного ГДж теплоты в старой котельной, МВтч/ГДж.

### Вывоз древесных отходов на свалки

Проектный сценарий предполагает сжигание древесных отходов в новой котельной, что позволит снизить их вывоз на свалки и таким образом сократить выбросы метана от разложения древесных отходов. Утверждать, что все древесные отходы, сжигаемые по проекту, по сценарию исходных условий разлагались бы на свалках при анаэробных условиях, нельзя. Из всех древесных отходов, размещаемых на свалках, только опилок разлагался бы в анаэробных условиях. Длинномерные отходы лесопиления, к которым можно отнести и горбыль, из которого производятся щепы и кора, сжигаемые в котельной, имеют большие габаритные размеры. Их гниение на свалках часто происходит при недостаточно анаэробных условиях с выделением в основном  $CO_2$ , нежели  $CH_4$ .

В дальнейшем будем считать, что количество древесных отходов, вывозимых на свалку по сценарию исходных условий, будет равно количеству опилок, сжигаемых по проекту, при этом остальная часть сжигаемых древесных отходов была консервативно исключена из рассмотрения.

Численная оценка предотвращенных выбросов метана со свалок от анаэробного разложения древесных отходов выполняется с помощью 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» по заказу Всемирного банка [C12]. В основе модели заложен метод распада первого порядка (First Order Decay method) с экспериментальным уточнением ряда параметров для свалок древесных отходов (см. Раздел Д.4).

Вывоз древесных отходов на свалки по сценарию исходных условий в течение года  $y$  определяется следующим образом:

$$WW_{dump,BL,y}^{dry} = FC_{sawdust,new\_BH,y}^v \times k_{sawdust}, \quad (Б.1-15)$$

где  $WW_{dump,BL,y}^{dry}$  – вывоз древесных отходов на свалки по сценарию исходных условий в течение года  $y$ , т с.в.<sup>9</sup>;

$k_{sawdust}$  – коэффициент перевода насыпных кубометров опилок в тонны сухого вещества, т с.в./нас. м<sup>3</sup>.

Коэффициент перевода насыпных кубометров опилок в тонны сухого вещества определяется следующим образом:

$$k_{sawdust} = k'_{sawdust} \times \rho_{sawdust,PJ,y} \times \frac{(100 - W_{sawdust,PJ,y})}{100} \times 10^{-3}, \quad (Б.1-16)$$

<sup>9</sup> с.в. – сухое вещество

где  $k'_{sawdust}$  – коэффициент перевода насыпных кубометров опилок в плотные кубометры, пл. м<sup>3</sup>/нас. м<sup>3</sup>;  
 $\rho_{sawdust,PJ,y}$  – средняя плотность опилок по проекту за год  $y$ , кг/пл. м<sup>3</sup>;  
 $W_{sawdust,PJ,y}$  – средняя влажность опилок по проекту за год  $y$ , %.

Средняя плотность опилок по проекту за год  $y$  согласно [С9] определяется следующим образом:

$$\rho_{sawdust,PJ,y} = 0,823 \times \frac{100}{(100 - W_{sawdust,PJ,y})} \times \rho_{12,sawdust}, \quad (\text{Б.1-17})$$

где  $\rho_{12,sawdust}$  – средняя плотность опилок при стандартной влажности 12%, кг/пл. м<sup>3</sup>.

Подставляя формулу (Б.1-17) в (Б.1-16), получим:

$$k_{sawdust} = 0,823 \times k'_{sawdust} \times \rho_{12,sawdust} \times 10^{-3}. \quad (\text{Б.1-18})$$

### **Применение выбранного подхода для сценария исходных условий**

Согласно вышеприведенной методике с учетом фактических данных по проектному сценарию выполнен расчет всех необходимых показателей для сценария исходных условий. Результаты расчета на период 2008-2012 гг. приведены в Приложении 2-1.

В оценочном расчете среднемесячные температуры в подающем ( $t_{new\_HP,SP,i}$ ) и обратном ( $t_{new\_HP,RP,i}$ ) трубопроводах на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть, а также продолжительности работы тепловой сети были приняты по температурному графику регулирования тепловой нагрузки<sup>10</sup>. Среднемесячные температуры наружного воздуха ( $t_{outside\_air,i}$ ) были приняты по СНиП «Строительная климатология» [С5]. В процессе мониторинга будут установлены точные величины.

Ключевые параметры, принятые константами по сценарию исходных условий, приведены в табличной форме ниже.

<b>Данные / Параметр:</b>	$\beta_{old\_HP}$
Единица измерения:	-
Описание:	Коэффициент местных тепловых потерь для старой тепловой сети
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Инструкция по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, параграф 11.3.3. Утверждена приказом Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. №325.
Принятое численное значение:	1,15
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Заданная по умолчанию величина для трубопроводов с диаметрами 150 мм и более
Порядок обеспечения	Определено на основании справочных данных

<sup>10</sup> Приложению к договору №15/2008 от 07.07.2008 г. о поставке тепловой энергии.

и контроля качества, который был/будет использован	
Комментарии:	-

<b>Данные / Параметр:</b>	$L_{old\_HP}$
Единица измерения:	м
Описание:	Протяженность теплосети от старой котельной до места врезки теплотрассы от новой котельной
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Владелец тепловой сети
Принятое численное значение:	6 650
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Протяженность участка теплосети была определена на основании схемы теплоснабжения поселка
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	Определено на основании схемы теплотрассы
Комментарии:	-

<b>Данные / Параметр:</b>	$q_{old\_HP,SP}^{standard}$
Единица измерения:	кДж/(м*ч)
Описание:	Нормативное значение удельных тепловых потерь в подающем трубопроводе на участке теплосети от старой котельной до места врезки теплотрассы от новой котельной
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Инструкция по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, Приложение 1, Таблица 1.2. Утверждена приказом Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. №325.
Принятое численное значение:	477,9
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	<p>Заданная по умолчанию величина определяется на основании диаметра тепловой сети (условный диаметр подающего трубопровода 600 мм), климатологических данных района расположения тепловой сети (среднегодовая температура наружного воздуха 0,9 °С), а также температурного графика регулирования тепловой нагрузки (среднегодовая температура в подающем трубопроводе 54,8 °С).</p> <p>Численное значение было определено с использованием следующего уравнения линейной регрессии:</p> $q_{old\_HP,SP}^{standard} = 4,187 \times (1,14 \times (t_{old\_HP,SP} - t_{outside\_air}) + 52,7).$ <p>Данная формула была определена на основании следующих опорных точек:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Разность температур теплоносителя и наружного воздуха 45 °С; нормативное значение удельных тепловых потерь для расчетной температуры наружного воздуха (5 °С) 104 ккал/(м*ч).</li> </ol>

	<p>2. Разность температур теплоносителя и наружного воздуха 70 °С; нормативное значение удельных тепловых потерь для расчетной температуры наружного воздуха (5 °С) 133 ккал/(м*ч).</p> <p>3. Разность температур теплоносителя и наружного воздуха 95 °С; нормативное значение удельных тепловых потерь для расчетной температуры наружного воздуха (5 °С) 160 ккал/(м*ч).</p> <p>4. Разность температур теплоносителя и наружного воздуха 120 °С; нормативное значение удельных тепловых потерь для расчетной температуры наружного воздуха (5 °С) 190 ккал/(м*ч).</p>
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	Определено на основании справочных данных
Комментарии:	4,187 – коэффициент перевода ккал в кДж, кДж/ккал

<b>Данные / Параметр:</b>	$t_{old\_HP,SP}$
Единица измерения:	°С
Описание:	Средняя температура в подающем трубопроводе на участке теплосети от старой котельной до места врезки теплотрассы от новой котельной за год
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Приложение к договору №15/2008 от 07.07.2008 г. о поставке тепловой энергии
Принятое численное значение:	54,8
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Среднегодовая величина определяется по температурному графику регулирования тепловой нагрузки
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	Определено на основании договора о поставке тепловой энергии
Комментарии:	-

<b>Данные / Параметр:</b>	$q_{old\_HP,RP}^{standard}$
Единица измерения:	кДж/(м*ч)
Описание:	Нормативное значение удельных тепловых потерь в обратном трубопроводе на участке теплосети от старой котельной до места врезки теплотрассы от новой котельной
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Инструкция по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, Приложение 1, Таблица 1.2. Утверждена приказом Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. №325.
Принятое численное значение:	430,7
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который	Заданная по умолчанию величина определяется на основании диаметра тепловой сети (условный диаметр обратного трубопровода 600 мм), климатологических данных района расположения тепловой сети (среднегодовая температура наружного воздуха 0,9 °С), а также

был использован:	<p>температурного графика регулирования тепловой нагрузки (среднегодовая температура в обратном трубопроводе 44,9 °С). Численное значение было определено с использованием следующего уравнения линейной регрессии: <math>q_{old\_HP,RP}^{standard} = 4,187 \times (1,14 \times (t_{old\_HP,RP} - t_{outside\_air}) + 52,7)</math>. Данная формула была определена на основании следующих опорных точек:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Разность температур теплоносителя и наружного воздуха 45 °С; нормативное значение удельных тепловых потерь для расчетной температуры наружного воздуха (5 °С) 104 ккал/(м*ч).</li> <li>2. Разность температур теплоносителя и наружного воздуха 70 °С; нормативное значение удельных тепловых потерь для расчетной температуры наружного воздуха (5 °С) 133 ккал/(м*ч).</li> <li>3. Разность температур теплоносителя и наружного воздуха 95 °С; нормативное значение удельных тепловых потерь для расчетной температуры наружного воздуха (5 °С) 160 ккал/(м*ч).</li> <li>4. Разность температур теплоносителя и наружного воздуха 120 °С; нормативное значение удельных тепловых потерь для расчетной температуры наружного воздуха (5 °С) 190 ккал/(м*ч).</li> </ol>
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	Определено на основании справочных данных
Комментарии:	4,187 – коэффициент перевода ккал в кДж, кДж/ккал

<b>Данные / Параметр:</b>	$t_{old\_HP,RP}$
Единица измерения:	°С
Описание:	Средняя температура в обратном трубопроводе на участке теплосети от старой котельной до места врезки теплотрассы от новой котельной за год
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Приложение к договору №15/2008 от 07.07.2008 г. о поставке тепловой энергии
Принятое численное значение:	44,9
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Среднегодовая величина определяется по температурному графику регулирования тепловой нагрузки
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	Определено на основании договора о поставке тепловой энергии
Комментарии:	-

<b>Данные / Параметр:</b>	$\eta_{HWB,old\_BH}$
Единица измерения:	-
Описание:	Коэффициент полезного действия водогрейных котлов старой котельной
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Справочник по котельным установкам малой производительности/Под

	ред. К.Ф. Роддатиса. М.: Энергоатомиздат, 1989 г.
Принятое численное значение:	0,87
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Номинальное значение для водогрейных котлов, установленных в старой котельной
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	Определено на основании справочных данных
Комментарии:	-

<b>Данные / Параметр:</b>	$q_{old\_BH}$
Единица измерения:	-
Описание:	Доля тепловой энергии на собственные нужды старой котельной
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	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.
Принятое численное значение:	0,0351
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Минимальное значение для котельных, работающих на жидком топливе
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	Определено на основании справочных данных
Комментарии:	-

<b>Данные / Параметр:</b>	$SEC_{HG,old\_BH}$
Единица измерения:	МВтч/ГДж
Описание:	Удельные затраты электроэнергии на выработку одного ГДж теплоты в старой котельной
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Бузников Е.Ф. Производственные и отопительные котельные. – М.: Энергоатомиздат, 1984 г.
Принятое численное значение:	0,00597
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Консервативное значение для отопительно-производственных котельных, работающих на мазуте и имеющих открытые системы теплоснабжения
Порядок обеспечения и контроля качества,	Определено на основании справочных данных

который был/будет использован	
Комментарии:	-

<b>Данные / Параметр:</b>	$k_{sawdust}$
Единица измерения:	т с.в./нас. м <sup>3</sup>
Описание:	Коэффициент перевода насыпных кубометров опилок в тонны сухого вещества
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Расчет, основанный на физических свойствах опилок
Принятое численное значение:	0,0879
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Коэффициент был определен согласно методике, приведенной в [С9].
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	Определено на основании справочных данных
Комментарии:	-

<b>Данные / Параметр:</b>	$k'_{sawdust}$
Единица измерения:	пл. м <sup>3</sup> /нас. м <sup>3</sup>
Описание:	Коэффициент перевода насыпных кубометров опилок в плотные кубометры
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Головков С.И. Энергетическое использование древесных отходов. – М.: Лесная промышленность, 1987 г.
Принятое численное значение:	0,24
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Минимальное значение для крупных рыхлых опилок
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	Определено на основании справочных данных
Комментарии:	-

<b>Данные / Параметр:</b>	$\rho_{12,sawdust}$
Единица измерения:	кг/пл. м <sup>3</sup>
Описание:	Средняя плотность опилок при стандартной влажности 12%
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Справочник по сушке древесины/Под редакцией Е.С. Богданова. – 4-е издание, переработано и дополнено. – М.: Лесная промышленность, 1990 г.
Принятое численное значение:	445

значение:	
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	В новой котельной сжигается опилки хвойных пород древесины (сосна и ель). Средняя плотность опилок принята равной средней плотности опилок, произведенных из ели, т.к. она имеет наименьшее значение.
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	Определен на основании справочных данных
Комментарии:	-

<b>Данные / Параметр:</b>	$EF_{CO_2,RFO}$
Единица измерения:	т CO <sub>2</sub> -экв./ГДж
Описание:	Коэффициент эмиссии CO <sub>2</sub> для сжигания мазута
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Руководство МГЭИК по национальной инвентаризации парниковых газов 2006 г., Том 2, Глава 2, Таблица 2.2.
Принятое численное значение:	0,0774
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Заданная по умолчанию величина
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	Определено на основании справочных данных
Комментарии:	-

<b>Данные / Параметр:</b>	$w_{lignin,WW}$
Единица измерения:	-
Описание:	Доля лигнина в С для древесных отходов
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Выбросы метана и оксида азота от свалок отходов биомассы, Исследование PCFplus, Всемирный банк, август 2002 г.
Принятое численное значение:	0,25
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Рекомендованная по умолчанию величина
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	Определено на основании справочных данных
Комментарии:	-

<b>Данные / Параметр:</b>	$k_{ww}$
Единица измерения:	год <sup>-1</sup>
Описание:	Постоянная скорости распада для древесных отходов
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Выбросы метана и оксида азота от свалок отходов биомассы, Исследование PCFplus, Всемирный банк, август 2002 г.
Принятое численное значение:	0,046
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Вычисляется по формуле: $k_{ww} = \ln(1/2)/15$
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	Определено на основании справочных данных
Комментарии:	15 – рекомендованная по умолчанию величина для периода полураспада древесины, лет

<b>Данные / Параметр:</b>	$C_{ww}^{db}$
Единица измерения:	%
Описание:	Содержание органического углерода в древесных отходах на сухую массу
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Выбросы метана и оксида азота от свалок отходов биомассы, Исследование PCFplus, Всемирный банк, август 2002 г.
Принятое численное значение:	50
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Для древесных отходов по умолчанию предлагается принимать 53,6%. Нами принято более консервативное значение: 50%.
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	Определено на основании справочных данных
Комментарии:	-

<b>Данные / Параметр:</b>	$a$
Единица измерения:	м <sup>3</sup> /кг углерода
Описание:	Переводной коэффициент для пересчета кг углерода в объем биогаза
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Выбросы метана и оксида азота от свалок отходов биомассы, Исследование PCFplus, Всемирный банк, август 2002 г.
Принятое численное значение:	1,87
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который	Вычисляется по формуле: $a = 22,4/12$

был использован:	
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	Определено на основании справочных данных
Комментарии:	22,4 – молярный объем газа при нормальных условиях, л/моль; 12 – молярная масса С, г/моль.

<b>Данные / Параметр:</b>	$\zeta$
Единица измерения:	-
Описание:	Коэффициент образования
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Выбросы метана и оксида азота от свалок отходов биомассы, Исследование PCFplus, Всемирный банк, август 2002 г.
Принятое численное значение:	0,77
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Рекомендованная по умолчанию величина
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	Определено на основании справочных данных
Комментарии:	-

<b>Данные / Параметр:</b>	$\varphi$
Единица измерения:	%
Описание:	Процент объема отходов, хранящихся в аэробных условиях
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Выбросы метана и оксида азота от свалок отходов биомассы, Исследование PCFplus, Всемирный банк, август 2002 г.
Принятое численное значение:	10
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Рекомендованная по умолчанию величина
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	Определено на основании справочных данных
Комментарии:	-

<b>Данные / Параметр:</b>	$\zeta_{ox}$
Единица измерения:	-
Описание:	Коэффициент окисления метана
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Выбросы метана и оксида азота от свалок отходов биомассы,

	Исследование PCFplus, Всемирный банк, август 2002 г.
Принятое численное значение:	0,10
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Рекомендованная по умолчанию величина
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	Определено на основании справочных данных
Комментарии:	-

<b>Данные / Параметр:</b>	$V_m$
Единица измерения:	%
Описание:	Концентрация метана в биогазе
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Выбросы метана и оксида азота от свалок отходов биомассы, Исследование PCFplus, Всемирный банк, август 2002 г.
Принятое численное значение:	60
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Рекомендованная по умолчанию величина
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	Определено на основании справочных данных
Комментарии:	-

<b>Данные / Параметр:</b>	$\rho_{CH_4}$
Единица измерения:	кг/м <sup>3</sup>
Описание:	Плотность метана
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Выбросы метана и оксида азота от свалок отходов биомассы, Исследование PCFplus, Всемирный банк, август 2002 г.
Принятое численное значение:	0,714
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Вычисляется по формуле: $\rho_{CH_4} = 16/22,4$
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	Определено на основании справочных данных
Комментарии:	16 – молярная масса CH <sub>4</sub> , г/моль;

	22,4 – молярный объем газа при нормальных условиях, л/моль.
--	---

<b>Данные / Параметр:</b>	$GWP_{CH_4}$
Единица измерения:	т CO <sub>2</sub> -экв./т CH <sub>4</sub>
Описание:	Потенциал глобального потепления для метана
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Выбросы метана и оксида азота от свалок отходов биомассы, Исследование PCFplus, Всемирный банк, август 2002 г.
Принятое численное значение:	21
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Рекомендованная по умолчанию величина
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	Определено на основании справочных данных
Комментарии:	-

**Б.2. Описание того, как сокращаются антропогенные выбросы парниковых газов от источников, ниже уровня тех выбросов, которые имели бы место в отсутствие маломасштабного проекта совместного осуществления:**

Подход, описанный в параграфе 2 (а) Приложения 1 Руководства по критериям для установления исходных условий и мониторингу [С3], был выбран для доказательства того, что сокращения выбросов из источников, обеспечиваемые маломасштабным проектом, являются дополнительными к тем, которые имели бы место в случае отсутствия проекта.

В рамках границ выбранного подхода дополнительность проекта была проанализирована с применением анализа альтернатив проектной деятельности, инвестиционного и барьерного анализов, а также анализа общей практики.

**Анализ альтернатив проектной деятельности**

Отдельно были выделены альтернативы для следующих двух видов деятельности по проекту:

- теплоснабжение поселка;
- обращение с древесными отходами.

Были выделены следующие альтернативы, позволяющие обеспечить конечных потребителей поселка необходимым количеством тепловой энергии:

- Альтернатива Т1. Продолжение текущей ситуации
- Альтернатива Т2. Строительство газовой котельной
- Альтернатива Т3. Строительство угольной котельной
- Альтернатива Т4. Проектная деятельность в отсутствие механизма совместного осуществления

Были выделены следующие альтернативы обращения с древесными отходами, сжигаемыми по проекту:

- Альтернатива Д1. Продолжение текущей ситуации

Альтернатива Д2. Использование древесных отходов для производства топливных древесных гранул

Альтернатива Д3. Проектная деятельность в отсутствие механизма совместного осуществления

Подробный анализ проектных альтернатив приведен в Разделе Б.1. Подводя итог, Альтернатива Т1, предусматривающая продолжение текущей ситуации, была выбрана в качестве наиболее вероятного сценария исходных условий для теплоснабжения поселка; Альтернатива Д1, предусматривающая продолжение текущей ситуации, была выбрана в качестве наиболее вероятного сценария исходных условий для обращения с древесными отходами.

Таким образом, исходные условия предусматривают продолжение существующей практики теплоснабжения поселка от старой мазутной котельной ОАО «СОБР». Неиспользуемые древесные отходы, образующиеся на местных лесопильных предприятиях, будут вывозиться на свалки.

### **Инвестиционный анализ**

Было выполнено сравнение основных экономических показателей проекта для двух вариантов его реализации:

- (а) без продажи единиц сокращений выбросов (ЕСВ);
- (б) с продажей единиц сокращений выбросов.

Для каждого варианта были определены величины ВНД и ЧПС. В качестве основного оценочного показателя была выбрана ЧПС.

Объем капитальных вложений в проект составляет около 10 млн. евро [С2]. Указанная сумма была необходима для реализации проекта в 2007 г. Финансирование осуществляется за счет собственных средств ЗАО «Тепло-Инвест».

Средний за 2007 г. курс евро был равен 35,03 руб./евро<sup>11</sup>.

Цена продажи ЕСВ (2008-2012 гг.) принята равной 15 евро/т CO<sub>2</sub>-экв.

Временной горизонт анализа ограничен 2023 годом (15 лет – срок службы основного оборудования).

Стоимость сырья и ресурсов, предполагаемые эффекты от реализации проекта, влияющие на величину денежного потока, были приняты на основании Технико-экономического обоснования [С2].

Ставка дисконтирования была принята на уровне 11%<sup>12</sup>.

Подробная информация об инвестиционном анализе проекта приведена в Приложении 2-3.

В Таблице Б.2-1 представлены основные экономические показатели проекта для двух вариантов его реализации.

---

<sup>11</sup> [http://www.cbr.ru/currency\\_base/dynamics.aspx](http://www.cbr.ru/currency_base/dynamics.aspx)

<sup>12</sup> Ставка рефинансирования Центрального банка Российской Федерации на момент начала реализации проекта, [http://www.cbr.ru/print.asp?file=/statistics/credit\\_statistics/refinancing\\_rates.htm](http://www.cbr.ru/print.asp?file=/statistics/credit_statistics/refinancing_rates.htm).

**Таблица Б.2-1. Инвестиции, ЧПС и ВНД**

Показатель	Единицы измерения	Без продажи единиц сокращений выбросов ПГ	С продажей единиц сокращений выбросов ПГ
Инвестиции	тыс. евро	9 991	9 991
ЧПС	тыс. евро	-446	1 820
ВНД	%	10,26	14,20

Экономические показатели проекта без привлечения механизма СО неприемлемо низкие (ЧПС<0). Средства, полученные от продажи ЕСВ, составляют около 32% от общего объема необходимых инвестиций. Благодаря этим средствам повышается коммерческая привлекательность проекта, ЧПС становится положительной. Более того, проект становится более устойчивым к рискам (см. результаты анализа чувствительности в Таблице Б.2-2).

**Таблица Б.2-2. Анализ чувствительности основных экономических показателей проекта**

Показатель	Единицы измерения	Без продажи единиц сокращений выбросов ПГ	С продажей единиц сокращений выбросов ПГ
1) Увеличение инвестиционных затрат на 10%			
ЧПС	тыс. евро	-1 398	868
ВНД	%	8,85	12,41
2) Снижение выработки тепловой энергии на 10%			
ЧПС	тыс. евро	-1 353	720
ВНД	%	8,71	12,29
3) Увеличение текущих издержек на 10%			
ЧПС	тыс. евро	-1 571	695
ВНД	%	8,34	12,26
4) Снижение стоимости ЕСВ на 10%			
ЧПС	тыс. евро	-446	1 593
ВНД	%	10,26	13,78

Важно отметить, что проект направлен на снижение антропогенного воздействия на окружающую среду. Проект не может состояться в рамках обычной коммерческой практики в отсутствии продажи ЕСВ.

### **Барьерный анализ**

На пути реализации проекта имелись существенные барьеры, а именно технологические и операционные.

#### **Технологические барьеры**

Древесные отходы относятся к трудносжигаемым видам топлива в связи с высокой влажностью и неоднородным фракционным составом. Для их сжигания требуются более сложные и дорогостоящие технологии, чем для сжигания природного газа и жидкого топлива.

Вследствие высокой влажности древесных отходов уменьшается их теплота сгорания, адиабатная температура горения, стабильность топочного процесса и, наконец, производительность работы котлоагрегатов в целом. Для сравнения: КПД водогрейных котлов на мазуте и природном газе – 87-91%, котлов на древесных отходах – 70-85%.

Фракционный состав древесных отходов должен быть оптимальным для данного топочного устройства. Отклонения в размере частиц от оптимального как в сторону увеличения, так и в сторону уменьшения, снижают эффективность работы котла. Слишком мелкие частицы могут проваливаться через колосниковую решетку или выноситься из топки дымовыми газами, даже не начав гореть. Крупные частицы могут вывести из строя систему подачи топлива и нарушить нормальные условия горения в топке.

Для подачи древесных отходов в котлы требуется строительство специального крытого топливного склада с «подвижным» дном.

При сжигании древесных отходов вследствие содержания в них большого количества минеральных примесей образуются зола и шлак, которые необходимо периодически выносить из топок и золоулавливающих устройств и вывозить на свалку.

Российская промышленность не производит котельных агрегатов, в которых возможно эффективное сжигание древесных отходов.<sup>13</sup> В российских котельных установках биомасса, как правило, сжигается с использованием ископаемого топлива в качестве подсветки и с низким КПД, особенно это относится к сжиганию высоковлажной биомассы. В иностранных котлах (произведенных в Европе и США) подсветка не используется вовсе, даже при сжигании биомассы с высокой влажностью, а эффективность сжигания доходит до 90%. Кроме того, надежность отечественных котлов, работающих на биомассе, зачастую гораздо ниже иностранных аналогов.

Технологии, позволяющие осуществлять эффективную выработку тепловой энергии из древесных отходов, есть только в США и в Европе. Это достаточно сложные технологии, требующие установки современных систем автоматизации и управления технологическими процессами для обеспечения стабильной работы котлов. В ином случае существует риск поломки котлов.

ЗАО «Тепло-Инвест» никогда не инвестировало в проекты строительства котельных на древесных отходах. ОАО «Межрегионэнергогаз» никогда не строило и не эксплуатировало подобных объектов. С технологической точки зрения осуществление проекта являлось для компаний реальным вызовом.

### **Операционные барьеры**

ОАО «Межрегионэнергогаз» было необходимо преодолеть определенные трудности не только во время фазы строительства, но и во время эксплуатации котельной. Необходимо было выстроить и отладить систему поставок древесных отходов, набрать, обучить и аттестовать сотрудников для эксплуатации котельной, что требовало времени и определенных расходов.

В течение первого года эксплуатации котельной был выявлен ряд проблем в работе системы топливоподачи, потребовавших выполнения работ по ее полной замене на систему новой конструкции.

Отсутствие у владельца проекта собственных источников образования древесных отходов делает работу новой котельной практически полностью зависимой от поставок древесных отходов со стороны. Сбои в поставках древесных отходов могут привести к снижению качества и надежности теплоснабжения поселка.

Для эксплуатации энергетического оборудования и технологий такого уровня необходимы высокая мотивация, высокий уровень культуры, навыков и знаний у всего технического персонала: рабочих, инженеров и руководителей. Следует также отметить, что высокая влажность и низкая теплота сгорания древесных отходов представляют проблему, требующую постоянного внимания обслуживающего персонала.

---

<sup>13</sup> См., например, статью «Технологические аспекты сжигания биотоплива»  
[http://www.rosteplo.ru/Tech\\_stat/stat\\_shablon.php?id=418](http://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=418).

### **Анализ общей практики**

Общая практика теплоснабжения небольших городов и населенных пунктов России включает в себя:

1. Централизованное теплоснабжение потребителей от теплоэлектроцентралей (ТЭЦ).
2. Централизованное теплоснабжение потребителей от районных котельных.
3. Теплоснабжение от мелких котельных, расположенных рядом или в самих отапливаемых зданиях.

Выработка тепловой энергии в котельных и ТЭЦ осуществляется преимущественно за счет сжигания ископаемого топлива (природный газ, уголь, мазут). Древесные отходы для целей централизованного теплоснабжения практически не используются. Одной из причин этого является сложность процесса их сжигания по сравнению с ископаемым топливом ввиду чрезвычайно высокой влажности и низкой теплоты сгорания древесных отходов.

Сжигание древесных отходов для выработки тепловой энергии является общей практикой для целлюлозно-бумажных предприятий и крупных лесозаводов России, расположенных вблизи крупных городов. Лесопильные предприятия, расположенные в сельской местности, как правило, не имеют собственных мощностей по утилизации древесных отходов. Образующиеся на предприятиях древесные отходы вывозятся на свалки. Вывоз древесных отходов на свалки допускается природоохранным законодательством России.

Общей практикой теплоснабжения небольших городов и населенных пунктов Архангельской области является централизованное теплоснабжение от котельных, работающих преимущественно на мазуте и угле.

На момент начала реализации проекта в Архангельской области не было реализовано ни одного проекта по переводу поселковых систем теплоснабжения на использование местного биотоплива.

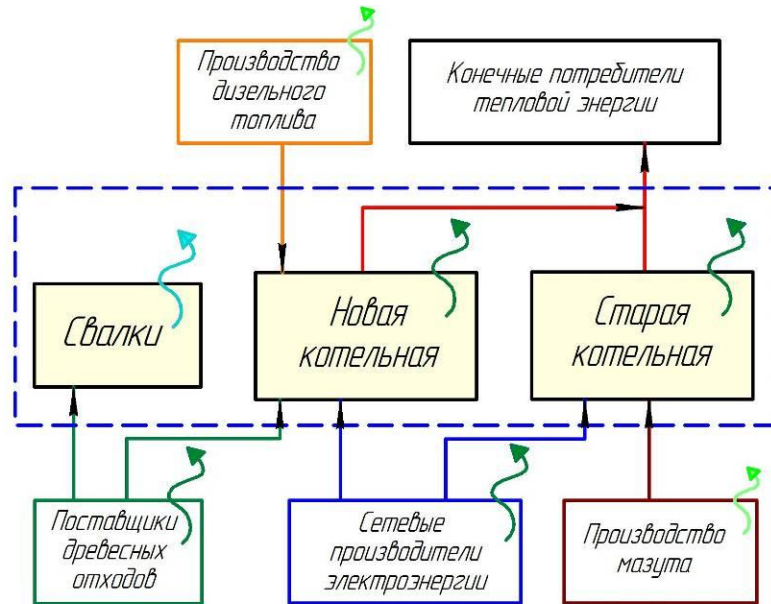
В городах Архангельской области было реализовано всего два проекта, связанных со строительством котельных на биотопливе: один на Лесозаводе №25 в г. Архангельск и один в г. Онега.

Таким образом, рассматриваемый проект не является общей практикой.

**Исходя из вышесказанного, сокращения выбросов ПГ, получаемые в результате реализации проекта, являются дополнительными к тому, что имело бы место в ином случае.**

**Б.3. Описание того, как определение границ проекта применимо к данному маломасштабному проекту:**

На Рис. Б.3-1 показаны принципиальные компоненты и границы проекта, потоки топлива, теплоты и электроэнергии.



Обозначения:

- — теплота;
- — электроэнергия;
- — мазут;
- — дизельное топливо;
- — древесные отходы;
- границы проекта;
- эмиссии от сжигания ископаемого топлива;
- фугитивные эмиссии от использования ископаемого топлива;
- эмиссии метана от анаэробного разложения древесных отходов.

**Рис. Б.3-1. Основные компоненты и границы проекта**

В Таблице Б.3-1 указаны источники выбросов, включенные и исключенные из границ проектного сценария и исходных условий.

**Таблица Б.3-1. Источники выбросов, включенные или исключенные из рассмотрения**

	<b>Источник</b>	<b>Газ</b>	<b>Вкл./Искл.</b>	<b>Обоснование / объяснение</b>	
<b>Исходные условия</b>	Старая котельная, сжигание мазута	CO <sub>2</sub>	<b>Вкл.</b>	<b>Основной источник выбросов</b>	
		CH <sub>4</sub>	Искл.	Считается пренебрежимо малым. Это консервативно	
		N <sub>2</sub> O	Искл.	Считается пренебрежимо малым. Это консервативно	
	Сетевые производители электроэнергии, сжигание ископаемого топлива	CO <sub>2</sub>	Искл.	Считается пренебрежимо малым*	
		CH <sub>4</sub>	Искл.	Считается пренебрежимо малым. Это консервативно	
		N <sub>2</sub> O	Искл.	Считается пренебрежимо малым. Это консервативно	
	Свалки древесных отходов, анаэробное разложение древесных отходов	CO <sub>2</sub>	Искл.	Считается равным нулю	
		CH <sub>4</sub>	<b>Вкл.</b>	<b>Основной источник выбросов</b>	
		N <sub>2</sub> O	Искл.	Считается пренебрежимо малым. Это консервативно	
<b>Проектная деятельность</b>	Новая котельная, сжигание древесных отходов	CO <sub>2</sub>	Искл.	Выбросы CO <sub>2</sub> от сжигания биомассы являются климатически нейтральными	
		CH <sub>4</sub>	Искл.	Считается пренебрежимо малым и полностью компенсируется сокращением фугитивных эмиссий метана связанных с использованием мазута в старой котельной*	
		N <sub>2</sub> O	Искл.	Считается пренебрежимо малым и полностью компенсируется сокращением фугитивных эмиссий метана связанных с использованием мазута в старой котельной*	
	Новая котельная, сжигание дизельного топлива	CO <sub>2</sub>	<b>Вкл.</b>	<b>Основной источник выбросов</b>	
		CH <sub>4</sub>	Искл.	Считается пренебрежимо малым	
		N <sub>2</sub> O	Искл.	Считается пренебрежимо малым	
	Сетевые производители электроэнергии, сжигание ископаемого топлива	CO <sub>2</sub>	Искл.	Считается пренебрежимо малым и полностью компенсируется сокращением фугитивных эмиссий метана связанных с использованием мазута в старой котельной*	
		CH <sub>4</sub>	Искл.	Считается пренебрежимо малым	
		N <sub>2</sub> O	Искл.	Считается пренебрежимо малым	
	<b>Утечки</b>	Снижение добычи, переработки, хранения, транспортировки и распределения ископаемого топлива	CO <sub>2</sub>	Искл.	Считается пренебрежимо малым. Это консервативно
			CH <sub>4</sub>	Искл.	Не учитывается, так как владелец проекта не может осуществлять их мониторинг. Это консервативно*
			N <sub>2</sub> O	Искл.	Считается пренебрежимо малым. Это консервативно
Поставки древесных отходов со стороны		CO <sub>2</sub>	Искл.	Считается пренебрежимо малым и полностью компенсируется сокращением фугитивных эмиссий метана связанных с использованием мазута в старой котельной*	
		CH <sub>4</sub>	Искл.	Считается пренебрежимо малым	
		N <sub>2</sub> O	Искл.	Считается пренебрежимо малым	

\* ниже проведена численная оценка значимости исключенных источников

**Снижение добычи, транспортировки, переработки и хранения нефти и нефтепродуктов**

В результате реализации проекта произойдет сокращение потребления мазута в старой котельной на 330 570 ГДж/год.

В Таблице Б.3-2 приведены факторы фугитивных эмиссий  $\text{CH}_4$  связанных с использованием нефти и нефтепродуктов для развивающихся стран и стран с переходной экономикой согласно Руководству МГЭИК по национальной инвентаризации парниковых газов 2006 г. [С11], Том 2, Глава 4, Таблица 4.2.5.

Фактор эмиссии для фугитивных эмиссий метана связанных с использованием мазута принимаем равным  $0,0300 \text{ т } \text{CH}_4/\text{м}^3$ .

Для целей оценки плотность мазута согласно Таблице 2.8 Справочника по котельным установкам малой производительности [С6] примем равной  $1,015 \text{ т}/\text{м}^3$ , низшую теплоту сгорания мазута согласно Руководству МГЭИК по национальной инвентаризации парниковых газов 2006 г. [С11], Том 2, Глава 1, Таблица 1.2 –  $40,4 \text{ ГДж}/\text{т}$ . Сокращение фугитивных эмиссий метана связанных с использованием мазута в старой котельной составит  $330\,570/40,4 \times 0,03/1,015 \times 21 = 5\,079 \text{ т } \text{CO}_2\text{-экв.}/\text{год}$ .

**Таблица Б.3-2. Факторы эмиссии для фугитивных эмиссий  $\text{CH}_4$  связанных с использованием нефти и нефтепродуктов**

Категория	Подкатегория	$\text{CH}_4$			Единицы измерения
		Минимальная величина	Максимальная величина	Среднее значение	
Добыча нефти	Фугитивные выбросы	0,0022	0,037	0,0196	$\text{т } \text{CH}_4/\text{м}^3$
	Выпуск газа	0,0087	0,012	0,01035	$\text{т } \text{CH}_4/\text{м}^3$
	Сжигание на факеле	0,000021	0,000029	0,000025	$\text{т } \text{CH}_4/\text{м}^3$
Транспортировка нефти	Все	0,000025	0,000025	0,000025	$\text{т } \text{CH}_4/\text{м}^3$
Переработка нефти	Все	н.д.*	н.д.	н.д.	$\text{т } \text{CH}_4/\text{м}^3$
Хранение нефти и нефтепродуктов	Все	н.д.	н.д.	н.д.	$\text{т } \text{CH}_4/\text{м}^3$
Итого	-	<b>0,0109</b>	<b>0,0491</b>	<b>0,0300</b>	$\text{т } \text{CH}_4/\text{м}^3$

\*нет данных

Сокращение выбросов метана связанных с добычей, транспортировкой, переработкой и хранением нефти и нефтепродуктов составляет около 15% от годового сокращения выбросов ПГ, однако с точки зрения консервативного подхода и ввиду невозможности их контроля, данные утечки не учитываются ни на стадии прогноза, ни на стадии мониторинга.

### Увеличение потребления электроэнергии из внешней электросети

В результате реализации проекта произойдет увеличение потребления электроэнергии из внешней электросети на  $2\,649 \text{ МВтч}/\text{год}$ <sup>14</sup>.

Для России согласно «Практическому руководству по разработке Проектно-технической документации проектов совместного осуществления» [С13], Таблица В2 значения коэффициентов эмиссии  $\text{CO}_2$  для электроэнергии, потребляемой из внешней сети, в зависимости от рассматриваемого года приняты равными: 2008 г. –  $0,565 \text{ т } \text{CO}_2\text{-экв.}/\text{МВтч}$ , 2009 г. –  $0,557 \text{ т } \text{CO}_2\text{-экв.}/\text{МВтч}$ , 2010 г. –  $0,550 \text{ т } \text{CO}_2\text{-экв.}/\text{МВтч}$ , 2011 г. –  $0,542 \text{ т } \text{CO}_2\text{-экв.}/\text{МВтч}$ , 2012 г. –  $0,534 \text{ т } \text{CO}_2\text{-экв.}/\text{МВтч}$ .

Необходимо отметить, что согласно годовому отчету<sup>15</sup> ОАО «Территориальная генерирующая компания №2» за 2008 г., стр. 7, «Архангельская энергосистема является избыточной по

<sup>14</sup> Данная величина была определена путем вычитания затрат электроэнергии в старой котельной на выработку тепловой энергии, поставляемой конечным потребителям поселка (Приложение 2-1) из затрат электроэнергии на собственные нужды новой котельной (Таблица Б.1-4).

существующим генерирующим мощностям. Существующий сальдо-переток из Вологодской энергосистемы обусловлен экономическими факторами – высокой себестоимостью электроэнергии из-за производства ее на мазуте».

Таким образом, любое увеличение потребления электроэнергии в Архангельской области будет покрыто за счет поставок из Центрально-Европейской части России, где выработка электроэнергии базируется на использовании природного газа. С учетом данных обстоятельств коэффициент эмиссии  $\text{CO}_2$  для электросети равный 0,557 т  $\text{CO}_2$ -экв./МВтч может быть использован в целях оценки.

Увеличение выбросов парниковых газов от сжигания ископаемого топлива на сетевых электростанциях составит около  $2\,649 \times 0,557 = 1\,476$  т  $\text{CO}_2$ -экв./год.

Увеличение выбросов парниковых газов от дополнительного производства сетевой электроэнергии является незначительным и полностью компенсируется сокращением фугитивных эмиссий метана связанных с использованием мазута в старой котельной.

#### **Увеличение поставок древесных отходов**

Ожидается, что поставки древесных отходов в новую котельную будут составлять около 230 тыс. нас. м<sup>3</sup> в год. Поставки древесных отходов будут осуществляться автотранспортом с расстояний, не превышающих 100 км. Таким образом, один рейс соответствует 200 км пробега. Принимаем, что наиболее типичный российский седельный тягач МАЗ с полуприцепом будет перевозить около 30 нас. м<sup>3</sup>, затрачивая около 40 л/100 км дизельного топлива. Тогда общий расход дизельного топлива за год составит  $230\,000/30 \times 200/100 \times 40 = 613\,333$  л/год.

Согласно Таблице 3 WRI 2008 [C14] теплота сгорания и коэффициент эмиссии для дизельного топлива могут быть приняты равными 0,0371 ГДж/л и 74,01 кг  $\text{CO}_2$ -экв./ГДж. Годовое увеличение выбросов ПГ составит  $613,333 \times 0,0371 \times 74,01 = 1\,684$  т  $\text{CO}_2$ -экв./год.

Рост выбросов парниковых газов от увеличения поставок древесных отходов является незначительным и полностью компенсируется сокращением выбросов метана связанных с использованием мазута.

#### **Увеличение сжигания древесных отходов**

Ожидается, что в новой котельной будет сжигаться около 230 тыс. нас. м<sup>3</sup> (418 600 ГДж)<sup>16</sup> древесных отходов в год.

Согласно Руководству МГЭИК по национальной инвентаризации парниковых газов 2006 г. [C11], Том 2, Глава 2, Таблица 2.2 коэффициент эмиссии  $\text{CH}_4$  для сжигания биомассы равен 0,030 кг  $\text{CH}_4$ /ГДж, коэффициент эмиссии  $\text{N}_2\text{O}$  – 0,004 кг  $\text{N}_2\text{O}$ /ГДж. Выбросы  $\text{CO}_2$  от сжигания биомассы являются климатически нейтральными. Годовое увеличение выбросов ПГ составит  $418\,600 \times (0,030 \times 21 + 0,004 \times 310) \times 0,001 = 783$  т  $\text{CO}_2$ -экв./год.

Рост выбросов парниковых газов от увеличения сжигания древесных отходов является незначительным и полностью компенсируется сокращением выбросов метана связанных с использованием мазута.

---

<sup>15</sup> <http://www.tgc-2.ru/invest/documents/areport-2008.pdf>

<sup>16</sup> Согласно проектным данным [C1] низшая теплота сгорания древесных отходов равна 1,82 ГДж/нас. м<sup>3</sup>.

**Б.4. Прочая информация об исходных условиях, включая дату их определения и названия физических/юридических лиц, их определивших:**

Дата разработки исходных условий: 10/07/2009

Исходные условия разработаны компанией: ООО «СиСиДжиЭс» (ООО «СиСиДжиЭс» не является участником проекта, указанным в Приложении 1 данной проектной документации).

Контактное лицо: Илья Горяшин

E-mail: [i.goryashin@ccgs.ru](mailto:i.goryashin@ccgs.ru)

**РАЗДЕЛ В. Сроки реализации маломасштабного проекта**

**В.1. Дата начала маломасштабного проекта:**

13 декабря 2006 г. (дата заключения инвестиционного договора на строительство котельной)

**В.2. Ожидаемые сроки маломасштабного проекта:**

15 лет/180 месяцев (срок службы основного оборудования)

**В.3. Продолжительность зачетного периода:**

Продолжительность зачетного периода – 4.42 года/53 месяца (с 1 августа 2008 г. по 31 декабря 2012 г.)

**РАЗДЕЛ Г. План осуществления мониторинга****Г.1. Описание выбранного плана мониторинга:**

При разработке плана мониторинга разработчик использовал особый подход для проектов совместного осуществления на основании параграфа 9 (а) Руководства по критериям для установления исходных условий и мониторингу [С3].

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.

Информация о воздействии проекта на окружающую среду будет собираться и архивироваться в соответствии с российским законодательством. Предприятие отчитывается по официальной годовой статистической форме 2-тп (воздух) Сведения об охране атмосферного воздуха, в которой содержится информация о количестве уловленных и обезвреженных атмосферных загрязнителей, детализированных выбросах специфических загрязняющих веществ, количестве источников выбросов, мероприятиях по уменьшению выбросов в атмосферу, выбросах от отдельных групп источников загрязнения.

Сокращение выбросов парниковых газов в течение года  $y$ , т  $\text{CO}_2$ -экв.:

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad (\text{Г.1-1})$$

где  $PE_y$  – общие выбросы ПГ по проекту в течение года  $y$ , т  $\text{CO}_2$ -экв.;

$$PE_y = PE_{diesel\_oil,y} \quad (\text{Г.1-2})$$

где  $PE_{diesel\_oil,y}$  – выбросы  $\text{CO}_2$  от сжигания дизельного топлива в новой котельной по проекту в течение года  $y$ , т  $\text{CO}_2$ -экв.;

$$PE_{diesel\_oil,y} = FC_{diesel\_oil,new\_BH,y}^v \times NCV_{diesel\_oil} \times EF_{CO_2,diesel\_oil} \quad (\text{Г.1-3})$$

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;

$EF_{CO_2,diesel\_oil}$  – коэффициент эмиссии  $\text{CO}_2$  для сжигания дизельного топлива, т  $\text{CO}_2$ -экв./ГДж.

$BE_y$  – общие выбросы ПГ по сценарию исходных условий в течение года  $y$ , т  $\text{CO}_2$ -экв.;

$$BE_y = BE_{RFO,y} + BE_{WW,dump,y} \quad (\text{Г.1-4})$$

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

$$BE_{RFO,y} = FC_{RFO,old\_BH,BL,y}^{settlement} \times EF_{CO_2,RFO}, \quad (Г.1-5)$$

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;

$$FC_{RFO,old\_BH,BL,y}^{settlement} = \frac{HS_{old\_BH,BL,y}^{settlement}}{\eta_{HWB,old\_BH} \times (1 - q_{old\_BH})}, \quad (Г.1-6)$$

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;

$$HS_{old\_BH,BL,y}^{settlement} = HS_{BL,y} + HL_{old\_HP,BL,y}, \quad (Г.1-7)$$

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

$$HS_{BL,y} = HS_{PJ,y}, \quad (Г.1-8)$$

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

$$HS_{PJ,y} = HS_{new\_BH,y} - HL_{new\_HP,y}, \quad (Г.1-9)$$

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;

$$HL_{new\_HP,y} = HL_{new\_HP,SP,y}^{standard} + HL_{new\_HP,RP,y}^{standard}, \quad (Г.1-10)$$

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;

$$HL_{new\_HP,SP,y}^{standard} = \beta_{new\_HP} \times L_{new\_HP,SP} \times \frac{q_{new\_HP,SP}^{standard}}{10^6} \times \sum_i \left( \frac{(t_{new\_HP,SP,i} - t_{outside\_air,i})}{t_{new\_HP,SP} - 5} \times z_i \right), \quad (\Gamma.1-11)$$

где  $\beta_{new\_HP}$  – коэффициент местных тепловых потерь для новой тепловой сети;

$L_{new\_HP,SP}$  – протяженность подающего трубопровода на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть, м;

$q_{new\_HP,SP}^{standard}$  – нормативное значение удельных тепловых потерь в подающем трубопроводе на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть, кДж/(м\*ч);

$t_{new\_HP,SP,i}$  – 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;

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;

$$HL_{new\_HP,RP,y}^{standard} = \beta_{new\_HP} \times L_{new\_HP,RP} \times \frac{q_{new\_HP,RP}^{standard}}{10^6} \times \sum_i \left( \frac{(t_{new\_HP,RP,i} - t_{outside\_air,i})}{t_{new\_HP,RP} - 5} \times z_i \right), \quad (\text{Г.1-12})$$

где  $L_{new\_HP,RP}$  – протяженность обратного трубопровода на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть, м;

$q_{new\_HP,RP}^{standard}$  – нормативное значение удельных тепловых потерь в обратном трубопроводе на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть, кДж/(м\*ч);

$t_{new\_HP,RP,i}$  – 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.

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

$$HL_{old\_HP,BL,y} = HL_{old\_HP,SP,BL,y}^{standard} + HL_{old\_HP,RP,BL,y}^{standard}, \quad (\text{Г.1-13})$$

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 по сценарию исходных условий в течение года  $y$ , ГДж;

$$HL_{old\_HP,SP,BL,y}^{standard} = \beta_{old\_HP} \times L_{old\_HP} \times \frac{q_{old\_HP,SP}^{standard}}{10^6} \times \sum_i \left( \frac{(t_{old\_HP,SP,i} - t_{outside\_air,i})}{t_{old\_HP,SP} - 5} \times z_i \right), \quad (\text{Г.1-14})$$

где  $\beta_{old\_HP}$  – коэффициент местных тепловых потерь для старой тепловой сети;

$L_{old\_HP}$  – протяженность теплосети от старой котельной до места врезки теплотрассы от новой котельной, м;

$q_{old\_HP,SP}^{standard}$  – нормативное значение удельных тепловых потерь в подающем трубопроводе на участке теплосети от старой котельной до места врезки теплотрассы от новой котельной, кДж/(м\*ч);

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

$$t_{old\_HP,SP,i} = t_{new\_HP,SP,i} \cdot \quad (Г.1-15)$$

$t_{old\_HP,SP}$  – средняя температура в подающем трубопроводе на участке теплосети от старой котельной до места врезки теплотрассы от новой котельной за год, °С.

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

$$HL_{old\_HP,RP,BL,y}^{standard} = \beta_{old\_HP} \times L_{old\_HP} \times \frac{q_{old\_HP,RP}^{standard}}{10^6} \times \sum_i \left( \frac{(t_{old\_HP,RP,i} - t_{outside\_air,i})}{t_{old\_HP,RP} - 5} \times z_i \right), \quad (Г.1-16)$$

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, кДж/(м\*ч);

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

$$t_{old\_HP,RP,i} = t_{new\_HP,RP,i} \cdot \quad (Г.1-17)$$

$t_{old\_HP,RP}$  – средняя температура в обратном трубопроводе на участке теплосети от старой котельной до места врезки теплотрассы от новой котельной за год, °С.

$\eta_{HWB,old\_BH}$  – коэффициент полезного действия водогрейных котлов старой котельной;

$q_{old\_BH}$  – доля тепловой энергии на собственные нужды старой котельной.

$EF_{CO_2, RFO}$  – коэффициент эмиссии  $CO_2$  для сжигания мазута, 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 [С12] (см. Раздел Д.4 и Приложение 2-2).

$$BE_{WW, dump, y} = \left(1 - w_{lignin, WW}\right) \times k_{WW} \times \frac{C_{WW}^{db}}{100} \times a \times \zeta \times \left(1 - \frac{\varphi}{100}\right) \times (1 - \zeta_{OX}) \times \frac{V_m}{100} \times \rho_{CH_4} \times GWP_{CH_4} \times \sum_{x=2008}^{x=y} \left(WW_{dump, BL, x}^{dry} \times e^{-k_{WW}(y-x)}\right), \quad (Г.1-18)$$

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

$$WW_{dump, BL, x}^{dry} = FC_{sawdust, new\_BH, x}^v \times k_{sawdust}, \quad (Г.1-19)$$

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

$k_{sawdust}$  – коэффициент перевода насыпных кубометров опилок в тонны сухого вещества, т с.в./нас.  $m^3$ .

$w_{lignin, WW}$  – доля лигнина в С для древесных отходов;

$k_{WW}$  – постоянная скорости распада для древесных отходов, год $^{-1}$ ;

$C_{WW}^{db}$  – содержание органического углерода в древесных отходах на сухую массу, %;

$a$  – переводной коэффициент для пересчета кг углерода в объем биогаза,  $m^3$ /кг углерода;

$\zeta$  – коэффициент образования;

$\varphi$  – процент объема отходов, хранящихся в аэробных условиях, %;

$\zeta_{OX}$  – коэффициент окисления метана;

$V_m$  – концентрация метана в биогазе, %;

$\rho_{CH_4}$  – плотность метана,  $kg/m^3$ ;

$GWP_{CH_4}$  – потенциал глобального потепления для метана, т  $CO_2$ -экв./т  $CH_4$ ;

$y$  – год, для которого рассчитывается сокращение выбросов  $CO_2$ -экв., год;

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

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

**Г.2. Данные, подлежащие мониторингу:**

**Данные и параметры, подлежащие мониторингу в течение кредитного периода:**

<b>Данные / Параметр 1:</b>	$FC_{diesel\_oil,new\_BH,y}^v$
Единица измерения:	л
Описание:	Объемный расход дизельного топлива в новой котельной в течение года $y$
Время определения:	Непрерывно
Источник данных:	Отдел главного энергетика
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Определяется на основании показаний расходомеров, установленных на прямой и обратной линиях подачи дизельного топлива на котлы
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	Расходомеры дизельного топлива проходят регулярную поверку. Показания расходомеров сверяются с показаниями уровнемеров в резервуарах дизельного топлива.
Комментарии:	-

<b>Данные / Параметр 2:</b>	$HS_{new\_BH,y}$
Единица измерения:	ГДж
Описание:	Отпуск тепловой энергии от коллекторов новой котельной в течение года $y$
Время определения:	Непрерывно
Источник данных:	Отдел главного энергетика
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Определяется на основании показаний тепловых счетчиков
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	Тепловые счетчики проходят регулярную поверку, показания сверяются с балансовыми данными
Комментарии:	-

<b>Данные / Параметр 3:</b>	$t_{new\_HP,SP,i}$
Единица измерения:	°С
Описание:	Средняя температура в подающем трубопроводе на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть за месяц $i$
Время определения:	Непрерывно
Источник данных:	Отдел главного энергетика
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Определяется на основании показаний теплового счетчика
Порядок обеспечения	Измеритель температуры регулярно калибруется

и контроля качества, который был/будет использован	
Комментарии:	Среднее значение определяется в конце месяца $i$

<b>Данные / Параметр 4:</b>	$t_{outside\_air,i}$
Единица измерения:	°С
Описание:	Средняя температура наружного воздуха за месяц $i$
Время определения:	Четыре раза в сутки
Источник данных:	Отдел главного энергетика
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Определяется на основании показаний термометра, установленного на наружной стене котельной
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	Термометр регулярно калибруется
Комментарии:	Среднее значение определяется в конце месяца $i$

<b>Данные / Параметр 5:</b>	$z_i$
Единица измерения:	ч
Описание:	Продолжительность работы тепловой сети в течение месяца $i$
Время определения:	Непрерывно
Источник данных:	Отдел главного энергетика
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Определяется на основании показаний теплового счетчика
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	Тепловой счетчик проходит регулярную поверку
Комментарии:	-

<b>Данные / Параметр 6:</b>	$t_{new\_HP,RP,i}$
Единица измерения:	°С
Описание:	Средняя температура в обратном трубопроводе на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть за месяц $i$
Время определения:	Непрерывно
Источник данных:	Отдел главного энергетика
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Определяется на основании показаний теплового счетчика

Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	Измеритель температуры регулярно калибруется
Комментарии:	Среднее значение определяется в конце месяца $i$

<b>Данные / Параметр 7:</b>	$FC_{sawdust,new\_BH,x}^v$
Единица измерения:	нас. м <sup>3</sup>
Описание:	Объемный расход опилок в новой котельной в течение года $x$
Время определения:	Непрерывно
Источник данных:	Экономический отдел
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Определяется по количеству ковшей погрузчика
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	Расход опилок на новой котельной измеряется по количеству ковшей погрузчика и сверяется с данными узла учета приемки древесных отходов со стороны.
Комментарии:	-

**Данные и параметры, принятые константами в течение кредитного периода:**

<b>Данные / Параметр 8:</b>	$NCV_{diesel\_oil}$
Единица измерения:	ГДж/л
Описание:	Низшая теплота сгорания дизельного топлива
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	WRI 2008 [C14], Таблица 3
Принятое численное значение:	0,0371
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Заданная по умолчанию величина
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	-
Комментарии:	-

<b>Данные / Параметр 9:</b>	$EF_{CO_2,diesel\_oil}$
Единица измерения:	т CO <sub>2</sub> -экв./ГДж
Описание:	Коэффициент эмиссии CO <sub>2</sub> для сжигания дизельного топлива
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Руководство МГЭИК по национальной инвентаризации парниковых газов 2006 г., Том 2, Глава 2, Таблица 2.2.
Принятое численное	0,0741

значение:	
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Заданная по умолчанию величина
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	-
Комментарии:	-

<b>Данные / Параметр 10:</b>	$\beta_{new\_HP}$
Единица измерения:	-
Описание:	Коэффициент местных тепловых потерь для новой тепловой сети
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Инструкция по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, параграф 11.3.3. Утверждена приказом Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. №325.
Принятое численное значение:	1,15
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Заданная по умолчанию величина для трубопроводов с диаметрами 150 мм и более
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	-
Комментарии:	-

<b>Данные / Параметр 11:</b>	$L_{new\_HP,SP}$
Единица измерения:	м
Описание:	Протяженность подающего трубопровода на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Владелец тепловой сети
Принятое численное значение:	512
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Протяженность участка теплосети была определена на основании проектной документации
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	-

Комментарии:	-
--------------	---

<b>Данные / Параметр 12:</b>	$q_{new\_HP,SP}^{standard}$
Единица измерения:	кДж/(м*ч)
Описание:	Нормативное значение удельных тепловых потерь в подающем трубопроводе на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Инструкция по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, Приложение 4, Таблица 4.1. Утверждена приказом Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. №325.
Принятое численное значение:	194,6
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	<p>Заданная по умолчанию величина определяется на основании диаметра тепловой сети (условный диаметр подающего трубопровода 400 мм), климатологических данных района расположения тепловой сети (среднегодовая температура наружного воздуха 0,9 °С), а также температурного графика регулирования тепловой нагрузки (среднегодовая температура в подающем трубопроводе 54,8 °С). Численное значение было определено с использованием следующего уравнения линейной регрессии:</p> $q_{new\_HP,SP}^{standard} = 4,187 \times (0,6051 \times (t_{new\_HP,SP} - t_{outside\_air}) + 13,867).$ <p>Данная формула была определена на основании следующих опорных точек:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Разность температур теплоносителя и наружного воздуха 15 °С; нормативное значение удельных тепловых потерь 22 ккал/(м*ч).</li> <li>2. Разность температур теплоносителя и наружного воздуха 45 °С; нормативное значение удельных тепловых потерь 42 ккал/(м*ч).</li> <li>3. Разность температур теплоносителя и наружного воздуха 95 °С; нормативное значение удельных тепловых потерь 72 ккал/(м*ч).</li> <li>4. Разность температур теплоносителя и наружного воздуха 145 °С; нормативное значение удельных тепловых потерь 101 ккал/(м*ч).</li> </ol>
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	-
Комментарии:	4,187 – коэффициент перевода ккал в кДж, кДж/ккал

<b>Данные / Параметр 13:</b>	$t_{new\_HP,SP}$
Единица измерения:	°С
Описание:	Средняя температура в подающем трубопроводе на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть за год
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Приложение к договору №15/2008 от 07.07.2008 г. о поставке тепловой энергии
Принятое численное значение:	54,8
Обоснование выбора	Среднегодовая величина определяется по температурному графику

данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	регулирования тепловой нагрузки
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	-
Комментарии:	-

<b>Данные / Параметр 14:</b>	$L_{new\_HP,RP}$
Единица измерения:	м
Описание:	Протяженность обратного трубопровода на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Владелец тепловой сети
Принятое численное значение:	514
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Протяженность участка теплосети была определена на основании проектной документации
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	-
Комментарии:	-

<b>Данные / Параметр 15:</b>	$q_{new\_HP,RP}^{standard}$
Единица измерения:	кДж/(м*ч)
Описание:	Нормативное значение удельных тепловых потерь в обратном трубопроводе на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Инструкция по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, Приложение 4, Таблица 4.1. Утверждена приказом Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. №325.
Принятое численное значение:	169,5
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Заданная по умолчанию величина определяется на основании диаметра тепловой сети (условный диаметр обратного трубопровода 400 мм), климатологических данных района расположения тепловой сети (среднегодовая температура наружного воздуха 0,9 °С), а также температурного графика регулирования тепловой нагрузки (среднегодовая температура в обратном трубопроводе 44,9 °С). Численное значение было определено с использованием следующего уравнения линейной регрессии: $q_{new\_HP,RP}^{standard} = 4,187 \times (0,6051 \times (t_{new\_HP,RP} - t_{outside\_air}) + 13,867)$ .

	<p>Данная формула была определена на основании следующих опорных точек:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Разность температур теплоносителя и наружного воздуха 15 °С; нормативное значение удельных тепловых потерь 22 ккал/(м*ч).</li> <li>2. Разность температур теплоносителя и наружного воздуха 45 °С; нормативное значение удельных тепловых потерь 42 ккал/(м*ч).</li> <li>3. Разность температур теплоносителя и наружного воздуха 95 °С; нормативное значение удельных тепловых потерь 72 ккал/(м*ч).</li> <li>4. Разность температур теплоносителя и наружного воздуха 145 °С; нормативное значение удельных тепловых потерь 101 ккал/(м*ч).</li> </ol>
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	-
Комментарии:	4,187 – коэффициент перевода ккал в кДж, кДж/ккал

<b>Данные / Параметр 16:</b>	$t_{new\_HP,RP}$
Единица измерения:	°С
Описание:	Средняя температура в обратном трубопроводе на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть за год
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Приложение к договору №15/2008 от 07.07.2008 г. о поставке тепловой энергии
Принятое численное значение:	44,9
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Среднегодовая величина определяется по температурному графику регулирования тепловой нагрузки
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	-
Комментарии:	-

<b>Данные / Параметр 17:</b>	$\beta_{old\_HP}$
Единица измерения:	-
Описание:	Коэффициент местных тепловых потерь для старой тепловой сети
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Инструкция по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, параграф 11.3.3. Утверждена приказом Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. №325.
Принятое численное значение:	1,15
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка	Заданная по умолчанию величина для трубопроводов с диаметрами 150 мм и более

измерения, который был использован:	
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	-
Комментарии:	-

<b>Данные / Параметр 18:</b>	$L_{old\_HP}$
Единица измерения:	м
Описание:	Протяженность теплосети от старой котельной до места врезки теплотрассы от новой котельной
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Владелец тепловой сети
Принятое численное значение:	6 650
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Протяженность участка теплосети была определена на основании схемы теплоснабжения поселка
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	-
Комментарии:	-

<b>Данные / Параметр 19:</b>	$q_{old\_HP,SP}^{standard}$
Единица измерения:	кДж/(м*ч)
Описание:	Нормативное значение удельных тепловых потерь в подающем трубопроводе на участке теплосети от старой котельной до места врезки теплотрассы от новой котельной
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Инструкция по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, Приложение 1, Таблица 1.2. Утверждена приказом Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. №325.
Принятое численное значение:	477,9
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	<p>Заданная по умолчанию величина определяется на основании диаметра тепловой сети (условный диаметр подающего трубопровода 600 мм), климатологических данных района расположения тепловой сети (среднегодовая температура наружного воздуха 0,9 °С), а также температурного графика регулирования тепловой нагрузки (среднегодовая температура в подающем трубопроводе 54,8 °С).</p> <p>Численное значение было определено с использованием следующего уравнения линейной регрессии:</p> $q_{old\_HP,SP}^{standard} = 4,187 \times (1,14 \times (t_{old\_HP,SP} - t_{outside\_air}) + 52,7).$ <p>Данная формула была определена на основании следующих опорных точек:</p>

	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Разность температур теплоносителя и наружного воздуха 45 °С; нормативное значение удельных тепловых потерь для расчетной температуры наружного воздуха (5 °С) 104 ккал/(м<sup>3</sup>ч).</li> <li>2. Разность температур теплоносителя и наружного воздуха 70 °С; нормативное значение удельных тепловых потерь для расчетной температуры наружного воздуха (5 °С) 133 ккал/(м<sup>3</sup>ч).</li> <li>3. Разность температур теплоносителя и наружного воздуха 95 °С; нормативное значение удельных тепловых потерь для расчетной температуры наружного воздуха (5 °С) 160 ккал/(м<sup>3</sup>ч).</li> <li>4. Разность температур теплоносителя и наружного воздуха 120 °С; нормативное значение удельных тепловых потерь для расчетной температуры наружного воздуха (5 °С) 190 ккал/(м<sup>3</sup>ч).</li> </ol>
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	-
Комментарии:	4,187 – коэффициент перевода ккал в кДж, кДж/ккал

<b>Данные / Параметр 20:</b>	$t_{old\_HP,SP}$
Единица измерения:	°С
Описание:	Средняя температура в подающем трубопроводе на участке теплосети от старой котельной до места врезки теплотрассы от новой котельной за год
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Приложение к договору №15/2008 от 07.07.2008 г. о поставке тепловой энергии
Принятое численное значение:	54,8
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Среднегодовая величина определяется по температурному графику регулирования тепловой нагрузки
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	-
Комментарии:	-

<b>Данные / Параметр 21:</b>	$q_{old\_HP,RP}^{standard}$
Единица измерения:	кДж/(м <sup>3</sup> ч)
Описание:	Нормативное значение удельных тепловых потерь в обратном трубопроводе на участке теплосети от старой котельной до места врезки теплотрассы от новой котельной
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Инструкция по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, Приложение 1, Таблица 1.2. Утверждена приказом Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. №325.
Принятое численное значение:	430,7

<p>Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:</p>	<p>Заданная по умолчанию величина определяется на основании диаметра тепловой сети (условный диаметр обратного трубопровода 600 мм), климатологических данных района расположения тепловой сети (среднегодовая температура наружного воздуха 0,9 °С), а также температурного графика регулирования тепловой нагрузки (среднегодовая температура в обратном трубопроводе 44,9 °С). Численное значение было определено с использованием следующего уравнения линейной регрессии: <math display="block">q_{old\_HP,RP}^{standard} = 4,187 \times (1,14 \times (t_{old\_HP,RP} - t_{outside\_air}) + 52,7).</math> Данная формула была определена на основании следующих опорных точек:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Разность температур теплоносителя и наружного воздуха 45 °С; нормативное значение удельных тепловых потерь для расчетной температуры наружного воздуха (5 °С) 104 ккал/(м*ч).</li> <li>2. Разность температур теплоносителя и наружного воздуха 70 °С; нормативное значение удельных тепловых потерь для расчетной температуры наружного воздуха (5 °С) 133 ккал/(м*ч).</li> <li>3. Разность температур теплоносителя и наружного воздуха 95 °С; нормативное значение удельных тепловых потерь для расчетной температуры наружного воздуха (5 °С) 160 ккал/(м*ч).</li> <li>4. Разность температур теплоносителя и наружного воздуха 120 °С; нормативное значение удельных тепловых потерь для расчетной температуры наружного воздуха (5 °С) 190 ккал/(м*ч).</li> </ol>
<p>Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован</p>	<p>-</p>
<p>Комментарии:</p>	<p>4,187 – коэффициент перевода ккал в кДж, кДж/ккал</p>

<p><b>Данные / Параметр 22:</b></p>	<p><math>t_{old\_HP,RP}</math></p>
<p>Единица измерения:</p>	<p>°С</p>
<p>Описание:</p>	<p>Средняя температура в обратном трубопроводе на участке теплосети от старой котельной до места врезки теплотрассы от новой котельной за год</p>
<p>Время определения:</p>	<p>Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации</p>
<p>Источник данных:</p>	<p>Приложение к договору №15/2008 от 07.07.2008 г. о поставке тепловой энергии</p>
<p>Принятое численное значение:</p>	<p>44,9</p>
<p>Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:</p>	<p>Среднегодовая величина определяется по температурному графику регулирования тепловой нагрузки</p>
<p>Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован</p>	<p>-</p>
<p>Комментарии:</p>	<p>-</p>

<p><b>Данные / Параметр 23:</b></p>	<p><math>\eta_{HWB,old\_BH}</math></p>
-------------------------------------	--

Единица измерения:	-
Описание:	Коэффициент полезного действия водогрейных котлов старой котельной
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Справочник по котельным установкам малой производительности/Под ред. К.Ф. Роддатиса. М.: Энергоатомиздат, 1989 г.
Принятое численное значение:	0,87
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Номинальное значение для водогрейных котлов, установленных в старой котельной
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	-
Комментарии:	-

<b>Данные / Параметр 24:</b>	$q_{old\_BH}$
Единица измерения:	-
Описание:	Доля тепловой энергии на собственные нужды старой котельной
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	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.
Принятое численное значение:	0,0351
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Минимальное значение для котельных, работающих на жидком топливе
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	-
Комментарии:	-

<b>Данные / Параметр 25:</b>	$EF_{CO_2,RFO}$
Единица измерения:	т CO <sub>2</sub> -экв./ГДж
Описание:	Коэффициент эмиссии CO <sub>2</sub> для сжигания мазута
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Руководство МГЭИК по национальной инвентаризации парниковых газов 2006 г., Том 2, Глава 2, Таблица 2.2.
Принятое численное значение:	0,0774
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Заданная по умолчанию величина

измерения, который был использован:	
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	-
Комментарии:	-

<b>Данные / Параметр 26:</b>	$k_{sawdust}$
Единица измерения:	т с.в./нас. м <sup>3</sup>
Описание:	Коэффициент перевода насыпных кубометров опилок в тонны сухого вещества
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Расчет, основанный на физических свойствах опилок
Принятое численное значение:	0,0879
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Коэффициент был определен согласно методике, приведенной в [С9].
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	-
Комментарии:	-

<b>Данные / Параметр 27:</b>	$w_{lignin,ww}$
Единица измерения:	-
Описание:	Доля лигнина в С для древесных отходов
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Выбросы метана и оксида азота от свалок отходов биомассы, Исследование PCFplus, Всемирный банк, август 2002 г.
Принятое численное значение:	0,25
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Рекомендованная по умолчанию величина
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	-
Комментарии:	-

<b>Данные / Параметр 28:</b>	$k_{ww}$
Единица измерения:	год <sup>-1</sup>
Описание:	Постоянная скорости распада для древесных отходов

Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Выбросы метана и оксида азота от свалок отходов биомассы, Исследование PCFplus, Всемирный банк, август 2002 г.
Принятое численное значение:	0,046
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Вычисляется по формуле: $k_{ww} = \ln(1/2)/15$
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	-
Комментарии:	15 – рекомендованная по умолчанию величина для периода полураспада древесины, лет

<b>Данные / Параметр 29:</b>	$C_{ww}^{db}$
Единица измерения:	%
Описание:	Содержание органического углерода в древесных отходах на сухую массу
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Выбросы метана и оксида азота от свалок отходов биомассы, Исследование PCFplus, Всемирный банк, август 2002 г.
Принятое численное значение:	50
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Консервативная величина
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	-
Комментарии:	-

<b>Данные / Параметр 30:</b>	$a$
Единица измерения:	м <sup>3</sup> /кг углерода
Описание:	Переводной коэффициент для пересчета кг углерода в объем биогаза
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Выбросы метана и оксида азота от свалок отходов биомассы, Исследование PCFplus, Всемирный банк, август 2002 г.
Принятое численное значение:	1,87
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Вычисляется по формуле: $a = 22,4/12$

Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	-
Комментарии:	22,4 – молярный объем газа при нормальных условиях, л/моль; 12 – молярная масса С, г/моль.

<b>Данные / Параметр 31:</b>	$\zeta$
Единица измерения:	-
Описание:	Коэффициент образования
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Выбросы метана и оксида азота от свалок отходов биомассы, Исследование PCFplus, Всемирный банк, август 2002 г.
Принятое численное значение:	0,77
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Рекомендованная по умолчанию величина
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	-
Комментарии:	-

<b>Данные / Параметр 32:</b>	$\varphi$
Единица измерения:	%
Описание:	Процент объема отходов, хранящихся в аэробных условиях
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Выбросы метана и оксида азота от свалок отходов биомассы, Исследование PCFplus, Всемирный банк, август 2002 г.
Принятое численное значение:	10
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Рекомендованная по умолчанию величина
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	-
Комментарии:	-

<b>Данные / Параметр 33:</b>	$\zeta_{ox}$
Единица измерения:	-
Описание:	Коэффициент окисления метана
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации

Источник данных:	Выбросы метана и оксида азота от свалок отходов биомассы, Исследование PCFplus, Всемирный банк, август 2002 г.
Принятое численное значение:	0,10
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Рекомендованная по умолчанию величина
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	-
Комментарии:	-

<b>Данные / Параметр 34:</b>	$V_m$
Единица измерения:	%
Описание:	Концентрация метана в биогазе
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Выбросы метана и оксида азота от свалок отходов биомассы, Исследование PCFplus, Всемирный банк, август 2002 г.
Принятое численное значение:	60
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Рекомендованная по умолчанию величина
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	-
Комментарии:	-

<b>Данные / Параметр 35:</b>	$\rho_{CH_4}$
Единица измерения:	кг/м <sup>3</sup>
Описание:	Плотность метана
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Выбросы метана и оксида азота от свалок отходов биомассы, Исследование PCFplus, Всемирный банк, август 2002 г.
Принятое численное значение:	0,714
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Вычисляется по формуле: $\rho_{CH_4} = 16/22,4$
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	-

использован	
Комментарии:	16 – молярная масса CH <sub>4</sub> , г/моль; 22,4 – молярный объем газа при нормальных условиях, л/моль.

<b>Данные / Параметр 36:</b>	$GWP_{CH_4}$
Единица измерения:	т CO <sub>2</sub> -экв./т CH <sub>4</sub>
Описание:	Потенциал глобального потепления для метана
Время определения:	Определяется один раз на стадии подготовки проектной документации
Источник данных:	Выбросы метана и оксида азота от свалок отходов биомассы, Исследование PCFplus, Всемирный банк, август 2002 г.
Принятое численное значение:	21
Обоснование выбора данных или описание метода и порядка измерения, который был использован:	Рекомендованная по умолчанию величина
Порядок обеспечения и контроля качества, который был/будет использован	-
Комментарии:	-

**Г.3. Контроль качества и гарантия качества как меры предпринятые для мониторинга данных:**

Данные (укажите таблицу и идентификационный номер)	Степень неопределенности данных (высокая/средняя/низкая)	Объясните процедуры контроля качества/гарантии качества, разработанные для этих данных, и почему они важны
Раздел. Г.2 ИН 1	низкая	Расходомеры дизельного топлива проходят регулярную поверку. Показания расходомеров сверяются с показаниями уровнемеров в резервуарах дизельного топлива.
Раздел. Г.2 ИН 2	низкая	Тепловые счетчики проходят регулярную поверку, показания сверяются с балансовыми данными.
Раздел. Г.2 ИН 3, 4, 6	низкая	Измерители температуры регулярно калибруются.
Раздел. Г.2 ИН 5	низкая	Тепловой счетчик проходит регулярную поверку.
Раздел. Г.2 ИН 7	низкая	Расход опилок на новой котельной измеряется по количеству ковшей погрузчика и сверяется с данными узла учета приемки древесных отходов со стороны.

**Г.4. Краткое описание организационной и управленческой структуры, применяемой для выполнения плана мониторинга:**

Операционная и управленческая структура мониторинга следующая:

1. Данные и их источники

1.1. Объемный расход дизельного топлива в новой котельной в течение года у (ИН 1)

будет определяться на основании показаний расходомеров, установленных на прямой и обратной линиях подачи дизельного топлива на котлы. Показания расходомеров будут сверяться с показаниями уровнемеров в резервуарах дизельного топлива.

- 1.2. Отпуск тепловой энергии от коллекторов новой котельной в течение года  $u$  (ИН 2) будет определяться на основании показаний тепловых счетчиков. Данные об отпуске тепловой энергии будут регулярно передаваться на компьютер главного энергетика и архивироваться.
- 1.3. Температуры в подающем и обратном трубопроводах на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть будут определяться на основании показаний теплового счетчика. Данные о температурах будут регулярно передаваться на компьютер главного энергетика и архивироваться. Средние температуры в подающем и обратном трубопроводах на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть за месяц  $i$  (ИН 3, б) будут определяться как средние значения в конце месяца  $i$ .
- 1.4. Температура наружного воздуха будет определяться на основании показаний термометра, установленного на наружной стене котельной. Средняя температура наружного воздуха за месяц  $i$  (ИН 4) будет определяться как средние значения в конце месяца  $i$ .
- 1.5. Продолжительность работы тепловой сети в течение месяца  $i$  (ИН 5) будет определяться на основании показаний теплового счетчика. Данные о продолжительности работы тепловой сети будут регулярно передаваться на компьютер главного энергетика и архивироваться.
- 1.6. Определение количества опилок, сжигаемых в новой котельной, будет осуществляться по количеству ковшей опилок, поданных на сжигание. Объемный расход опилок в новой котельной в течение года  $x$  (ИН 7) будет определяться как суммарный объем опилок, поданных на сжигание в течение года  $x$ .

Источниками данных для расчета сокращения выбросов парниковых газов в ходе проведения мониторинга в течение года  $u$  будут являться внутренние отчеты котельной.

Принципиальная схема расположения точек мониторинга показана на Рис. Г.4-1.

Все расчеты производятся с использованием формул, приведенных в Разделе Г.1.

## 2. Управление мониторингом

### 2.1. Команда мониторинга

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:

1. Получение заявок на обучение.
2. Составление графика обучения.
3. Заключение договоров на обучение и направление их на оплату в бухгалтерию.
4. Контроль над документами по обучению.

Обслуживающий персонал котельной несет ответственность за ежедневный контроль над реализацией плана мониторинга.

Начальник котельной несет ответственность за своевременную поверку приборов измерения в соответствии с требованиями завода-производителя.

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

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

Сокращения выбросов ПГ будут рассчитываться ежегодно специалистами ООО «СиСиДжиЭс» на основании данных, полученных от ОАО «Межрегионэнергогаз». В случае возникновения сомнений относительно точности исходных данных специалисты ОАО «Межрегионэнергогаз» будут проверять и уточнять данные. Предварительная версия отчета о мониторинге будет передаваться специалистам ОАО «Межрегионэнергогаз» на рассмотрение. В случае обнаружения ошибок в расчетах сокращения выбросов ПГ, специалисты ООО «СиСиДжиЭс» откорректируют расчеты соответствующим образом.

Периодически, минимум один раз в год, специалисты ООО «СиСиДжиЭс» проводят «трениговую верификацию», с целью проверки соблюдения плана мониторинга в ОАО «Межрегионэнергогаз».

## 2.2. Поверка средств измерений

Калибровка и поверка средств измерений осуществляется на основании утвержденного графика сторонними специализированными организациями, имеющими лицензию на осуществление данного вида деятельности в соответствии с федеральным законом «Об единстве измерений».

## 2.3. Хранение данных

Обслуживающий персонал котельной осуществляет ежедневный сбор и архивацию данных согласно правилам внутреннего распорядка.

Главный энергетик ежедневно получает с тепловых счетчиков данные о суточном отпуске тепловой энергии, среднесуточных температурах в подающем и обратном трубопроводах на участке теплотрассы от новой котельной до места врезки в существующую тепловую сеть и о продолжительности работы тепловой сети. Полученные данные заносятся в специальные ведомости. Ежемесячно составляются отчеты. Ведомости и отчеты передаются экономисту.

Машинист погрузчика осуществляет суточный контроль объема опилок, поданных на сжигание в котельную. Полученные данные заносятся в специальные ведомости. Ведомости передаются экономисту.

Специалист химводоочистки осуществляет суточный контроль температуры наружного воздуха. Полученные данные заносятся в специальные журналы и ведомости. Ведомости передаются главному энергетiku и экономисту.

Начальник котельной осуществляет контроль расхода аварийного дизельного топлива в котельной. Полученные данные заносятся в специальные ведомости. Ведомости передаются экономисту.

Экономист сводит предоставленные ему данные, составляет отчеты. Отчеты передаются начальнику котельной.

Данные, подлежащие мониторингу и требуемые для детерминации согласно п.37 Решения 9/СМР.1, хранятся в течение как минимум 2-х лет после последней передачи ЕСВ по проекту. Данные будут архивироваться на бумажных и электронных носителях. Ответственным за сбор и хранение данных является экономист.

### 3. Аварийные ситуации

В случае выхода из строя измерительного прибора, задействованного в процессе мониторинга, служба КИПиА будет в скорейшем порядке устранять неисправность, при необходимости заменять прибор.

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, имеющие место в котельной будут фиксироваться специалистом по охране труда. Информация о крупных авариях будет заноситься в отчет о мониторинге.

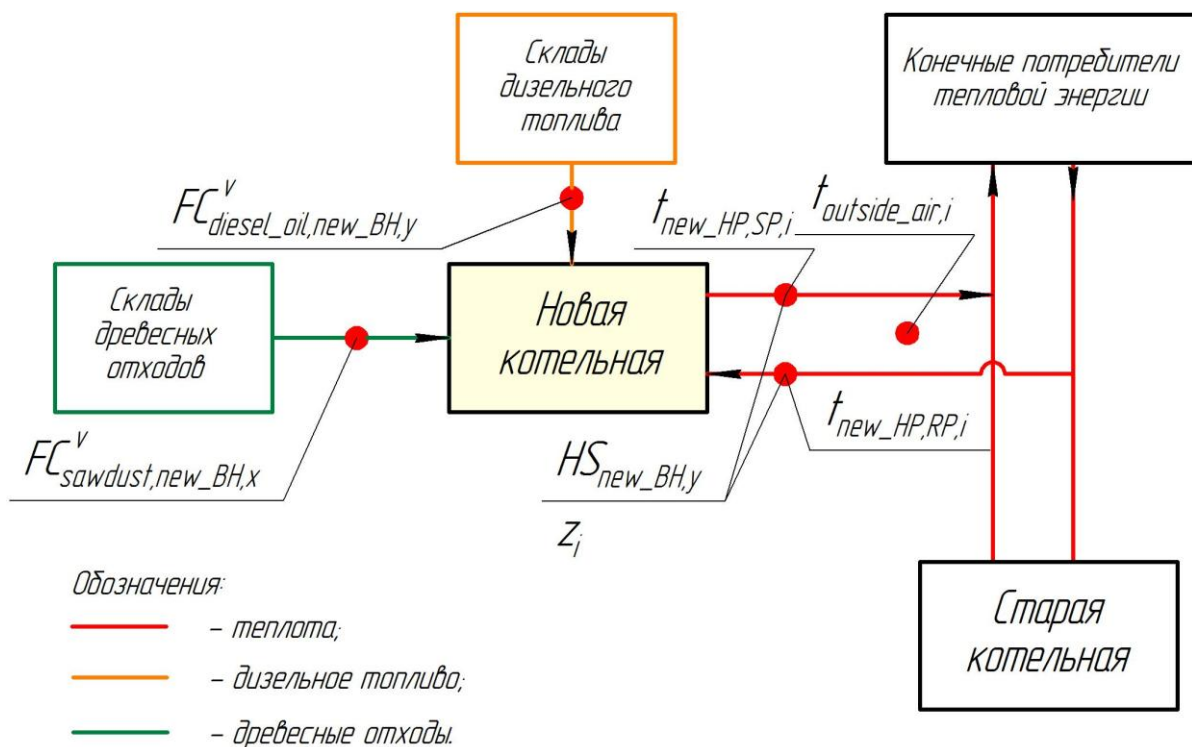


Рис. Г.4-1. Принципиальная схема расположения точек мониторинга

#### Г.5. Названия физических/юридических лиц, разработавших план мониторинга:

План мониторинга разработан компанией: ООО «СиСиДжиЭс»

Контактное лицо: Илья Горяшин

E-mail: [i.goryashin@ccgs.ru](mailto:i.goryashin@ccgs.ru)

**РАЗДЕЛ Д. Оценка сокращений выбросов парниковых газов**

**Д.1. Оценка выбросов по проекту и формулы, используемые для оценки:**

Выбросы CO<sub>2</sub> от сжигания биомассы являются климатически нейтральными. Выбросы ПГ по проекту равны нулю.

**Д.2. Оценка утечек и формулы, используемые для оценки, если применимо:**

Как показано в Разделе Б.3, утечки могут не учитываться, поэтому они приняты равными нулю.

**Д.3. Сумма Д.1. и Д.2.:**

Поскольку утечками можно пренебречь: Д.1 + Д.2 = Д.1.

**Д.4. Оценка выбросов при исходных условиях и формулы, используемые для оценки:**

Общие выбросы ПГ по сценарию исходных условий в течение года у определяются следующим образом:

$$BE_y = BE_{RFO,y} + BE_{WW,dump,y} \quad (Д.4-1)$$

где  $BE_y$  – общие выбросы ПГ по сценарию исходных условий в течение года у, т CO<sub>2</sub>-экв.;

$BE_{RFO,y}$  – выбросы CO<sub>2</sub> от сжигания мазута в старой котельной для выработки тепловой энергии, поставляемой конечным потребителям поселка по сценарию исходных условий в течение года у, т CO<sub>2</sub>-экв.;

$BE_{WW,dump,y}$  – выбросы CH<sub>4</sub> от разложения на свалках древесных отходов по сценарию исходных условий в течение года у, т CO<sub>2</sub>-экв.

Выбросы CH<sub>4</sub> и N<sub>2</sub>O от сжигания ископаемого топлива считаются пренебрежимо малыми.

Выбросы CO<sub>2</sub> от сжигания мазута в старой котельной для выработки тепловой энергии, поставляемой конечным потребителям поселка по сценарию исходных условий в течение года у, определяются следующим образом:

$$BE_{RFO,y} = FC_{RFO,old\_BH,BL,y}^{settlement} \times EF_{CO_2,RFO} \quad (Д.4-2)$$

где  $FC_{RFO,old\_BH,BL,y}^{settlement}$  – количество мазута, сжигаемого в старой котельной для выработки тепловой энергии, поставляемой конечным потребителям поселка по сценарию исходных условий в течение года у, ГДж (см. Приложение 2-1);

$EF_{CO_2,RFO}$  – коэффициент эмиссии CO<sub>2</sub> для сжигания мазута, т CO<sub>2</sub>-экв./ГДж.

Коэффициент эмиссии CO<sub>2</sub> для сжигания мазута принимаем на основании Руководства МГЭИК по национальной инвентаризации парниковых газов 2006 г. [С11], Том 2, Глава 2, Таблица 2.2. На весь период действия проекта принято:  $EF_{CO_2,RFO} = 0,0774$  т CO<sub>2</sub>-экв./ГДж.

Численная оценка предотвращенных выбросов метана со свалок от анаэробного разложения древесных отходов выполняется с помощью модели «Расчет сокращений выбросов CO<sub>2</sub>-эквивалента от предотвращения вывоза биомассы на свалку или от утилизации биомассы со свалки», разработанной «BTG biomass technology group B.V» по заказу Всемирного банка [С12]. В основе модели заложен метод распада первого порядка (First Order Decay method) с экспериментальным уточнением ряда параметров для свалок древесных отходов.

Выбросы  $\text{CH}_4$  от разложения на свалках древесных отходов по сценарию исходных условий в течение года у определяются следующим образом:

$$BE_{WW,dump,y} = (1 - w_{lignin,WW}) \times k_{WW} \times \frac{C_{WW}^{db}}{100} \times a \times \zeta \times \left(1 - \frac{\varphi}{100}\right) \times (1 - \zeta_{ox}) \times \frac{V_m}{100} \times \rho_{CH_4} \times GWP_{CH_4} \times \sum_{x=2008}^{x=y} (WW_{dump,BL,x}^{dry} \times e^{-k_{WW}(y-x)}) \quad (Д.4-3)$$

где  $WW_{dump,BL,x}^{dry}$  – вывоз древесных отходов на свалки по сценарию исходных условий (количество утилизированной свежей биомассы) в течение года  $x$ , т с.в.<sup>17</sup>;

$w_{lignin,WW}$  – доля лигнина в С для древесных отходов;

$k_{WW}$  – постоянная скорости распада для древесных отходов, год<sup>-1</sup>;

$C_{WW}^{db}$  – содержание органического углерода в древесных отходах на сухую массу, %;

$a$  – переводной коэффициент для пересчета кг углерода в объем биогаза, м<sup>3</sup>/кг углерода;

$\zeta$  – коэффициент образования;

$\varphi$  – процент объема отходов, хранящихся в аэробных условиях, %;

$\zeta_{ox}$  – коэффициент окисления метана;

$V_m$  – концентрация метана в биогазе, %;

$\rho_{CH_4}$  – плотность метана, кг/м<sup>3</sup>;

$GWP_{CH_4}$  – потенциал глобального потепления для метана, т  $\text{CO}_2$ -экв./т  $\text{CH}_4$ ;

$y$  – год, для которого рассчитывается сокращение выбросов  $\text{CO}_2$ -экв., год;

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

Входные величины для оценки сокращения выбросов метана, которые допустимо менять в указанной модели (или применять по умолчанию), следующие [С12]:

1. *Количество утилизированной свежей биомассы.* Введены годовые данные о вывозе древесных отходов ( $WW_{dump,BL,x}^{dry}$ ) на свалки по сценарию исходных условий на период до 2012 г. (см. Приложение 2-1).
2. *Доля лигнина в С.* Для древесных отходов принято значение, рекомендованное по умолчанию:  $w_{lignin,WW} = 0,25$ .
3. *Постоянная скорости распада.* Для древесных отходов принято значение, рекомендованное по умолчанию:  $k_{WW} = \ln(1/2)/15 = 0,046$  год<sup>-1</sup>, где 15 – рекомендованная по умолчанию величина для периода полураспада древесины, лет.
4. *Содержание органического углерода на сухую массу.* Для древесных отходов по умолчанию предлагается принимать 53,6%; нами принято более консервативное значение:  $C_{WW}^{db} = 50\%$ .

<sup>17</sup> Формула (Б.1-15) используется для пересчета расхода опилок в новой котельной ( $FC_{sawdust,new\_BH,y}^v$ ) в тонны сухого вещества древесных отходов вывозимых на свалки ( $WW_{dump,BL,x}^{dry}$ ).

5. *Переводной коэффициент для пересчета кг углерода в объем биогаза.* Принято значение, рекомендованное по умолчанию:  $a = 22,4/12 = 1,87 \text{ м}^3/\text{кг}$  углерода, где 22,4 – молярный объем газа при нормальных условиях, л/моль; 12 – молярная масса С, г/моль.
6. *Коэффициент образования.* Принято значение, рекомендованное по умолчанию:  $\zeta = 0,77$ .
7. *Процент объема отходов, хранящихся в аэробных условиях.* Принято значение, рекомендованное по умолчанию:  $\varphi = 10\%$ .
8. *Коэффициент окисления метана.* Принято значение, рекомендованное по умолчанию:  $\zeta_{\text{ох}} = 0,10$ .
9. *Концентрация метана в биогазе.* Принято значение, рекомендованное по умолчанию:  $V_m = 60\%$ .
10. *Плотность метана.* Принято значение:  $\rho_{\text{CH}_4} = 16/22,4 = 0,714 \text{ кг/м}^3$ , где 16 – молярная масса  $\text{CH}_4$ , г/моль.
11. *Потенциал глобального потепления для метана.* Принято значение, рекомендованное по умолчанию:  $GWP_{\text{CH}_4} = 21 \text{ т CO}_2\text{-экв./т CH}_4$ .
12. Год, для которого рассчитываются сокращения выбросов  $\text{CO}_2$ -экв. Принято:  $y = 2008\text{-}2012$ .
13. Год, в котором свежая биомасса утилизируется, вместо того, чтобы вывозиться на свалку. Принято:  $x = 2008\text{-}2012$ .

Результаты расчета выбросов ПГ по сценарию исходных условий представлены в Таблице Д.4-1 и Приложении 2-2.

**Таблица Д.4-1. Выбросы ПГ по сценарию исходных условий, т  $\text{CO}_2$ -экв.**

Наименование	Отчетные годы					2008-2012
	2008	2009	2010	2011	2012	
$\text{CO}_2$ от сжигания мазута	7 444	25 586	25 586	25 586	25 586	109 789
$\text{CH}_4$ от разложения древесных отходов на свалках	492	2 378	4 179	5 898	7 540	20 487
<b>Общие выбросы ПГ по сценарию исходных условий</b>	<b>7 936</b>	<b>27 964</b>	<b>29 765</b>	<b>31 485</b>	<b>33 127</b>	<b>130 277</b>

**Д.5. Разность Д.4. и Д.3., определяющая сокращение выбросов в результате проекта:**

Результаты расчета сокращения выбросов ПГ представлены в Таблице Д.5-1.

**Таблица Д.5-1. Сокращение выбросов ПГ, т  $\text{CO}_2$ -экв.**

Наименование	Отчетные годы					2008-2012
	2008	2009	2010	2011	2012	
$\text{CO}_2$ от сжигания мазута	7 444	25 586	25 586	25 586	25 586	109 789
$\text{CH}_4$ от разложения древесных отходов на свалках	492	2 378	4 179	5 898	7 540	20 487
<b>Общее сокращение выбросов ПГ</b>	<b>7 936</b>	<b>27 964</b>	<b>29 765</b>	<b>31 485</b>	<b>33 127</b>	<b>130 277</b>

**Д.6. Таблица, отражающая значения, получившиеся в результате применения вышеуказанных формул:**

Год	Ожидаемые выбросы по проекту (тонн CO <sub>2</sub> эквивалента)	Ожидаемые утечки (тонн CO <sub>2</sub> эквивалента)	Ожидаемые выбросы при исходных условиях (тонн CO <sub>2</sub> эквивалента)	Ожидаемые сокращения выбросов (тонн CO <sub>2</sub> эквивалента)
2008	0	0	7 936	7 936
2009	0	0	27 964	27 964
2010	0	0	29 765	29 765
2011	0	0	31 485	31 485
2012	0	0	33 127	33 127
Итого (тонн CO <sub>2</sub> эквивалента)	0	0	130 277	130 277

**РАЗДЕЛ Е. Оценка воздействия на окружающую среду**

**Е.1. Документация анализа влияния проекта на окружающую среду, включая влияния, не предусмотренные проектом, в соответствии с методиками проведения по требованию принимающей стороны:**

Анализ влияния проекта на окружающую среду был выполнен в соответствии с законодательством РФ в рамках разработки проектной документации [С1]. В ходе анализа были сделаны следующие выводы:

- воздействие проектной деятельности на окружающую среду является допустимым;
- дополнительное воздействие на атмосферный воздух в части выбросов вредных веществ в атмосферу является незначительным;
- проектные мероприятия исключают опасность загрязнения поверхностных и подземных вод, а также территории размещения котельной;
- влияние на почву в период эксплуатации котельной минимизировано.

Проект предусматривает перевод системы теплоснабжения поселка на использование более экологичного топлива. Реализация проекта приведет к сокращению сжигания мазута в котельной ОАО «СОБР».

**Е.2. Если участники проекта или принимающая сторона сочли влияние на окружающую среду значительным, пожалуйста, предоставьте заключения и все ссылки на необходимую документацию оценки влияния на окружающую среду, проведенной в соответствии с требованиями принимающей стороны:**

Проект не оказывает существенного воздействия на окружающую среду.

Проект имеет следующие положительные разрешения и заключения:

- Положительное заключение государственной экспертизы №29-1-4-0356-07 от 4.04.2008 г.;
- Разрешение Ростехнадзора на эксплуатацию энергоустановки №01-07-Т/024 от 09.02.2009.

**РАЗДЕЛ Ж. Комментарии заинтересованных сторон**

**Ж.1. Информация о комментариях заинтересованных сторон по поводу проекта:**

Комментарии со стороны местных и федеральных органов власти были получены в виде положительных заключений государственных экспертиз проектной деятельности, разрешений на реализацию проекта.

Проект имеет следующие положительные разрешения и заключения:

- Положительное заключение государственной экспертизы №29-1-4-0356-07 от 4.04.2008 г.;
- Разрешение Ростехнадзора на эксплуатацию энергоустановки №01-07-Т/024 от 09.02.2009.

Государственные экспертизы подтвердили, что проектная документация отвечает требованиям технических регламентов, в том числе экологическим и санитарно-эпидемиологическим требованиям, требованиям пожарной безопасности, а также результатам инженерных изысканий. Результаты инженерных изысканий соответствуют требованиям технических регламентов.

## ССЫЛКИ

- [C1] Рабочий проект «Водогрейная котельная на биотопливе тепловой мощностью 18 МВт». Северодвинск, 2007 г.
- [C2] Технико-экономическое обоснование эффективности производства тепловой энергии БМК, работающей на биотопливе, в п. Североонежск Архангельской области. ОАО «Межрегионэнергогаз»
- [C3] Руководство по критериям для установления исходных условий и мониторингу, Версия 02, Комиссия по надзору за ПСО  
([http://ji.unfccc.int/Ref/Documents/Baseline\\_setting\\_and\\_monitoring.pdf](http://ji.unfccc.int/Ref/Documents/Baseline_setting_and_monitoring.pdf))
- [C4] 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&sssect=0>).
- [C5] Строительные нормы и правила Российской Федерации. СНиП 23-01-99 (2003) «Строительная климатология».
- [C6] Справочник по котельным установкам малой производительности/Под ред. К.Ф. Роддатиса. М.: Энергоатомиздат, 1989 г.
- [C7] 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.
- [C8] Бузников Е.Ф. Производственные и отопительные котельные. – М.: Энергоатомиздат, 1984 г.
- [C9] Головков С.И. Энергетическое использование древесных отходов. – М.: Лесная промышленность, 1987 г.
- [C10] Справочник по сушке древесины/Под редакцией Е.С. Богданова. – 4-е издание, переработано и дополнено. – М.: Лесная промышленность, 1990 г.
- [C11] 2006 г. Руководство МГЭИК по национальной инвентаризации парниковых газов. Том 2, Энергия (<http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol2.htm>).
- [C12] Выбросы метана и оксида азота от свалок отходов биомассы, Исследование PCFplus, Всемирный банк, август 2002 г.
- [C13] Практическое руководство по разработке Проектно-технической документации проектов совместного осуществления. Том 1. Общие указания./ Версия 2.3. Министерство экономики Нидерландов. Май 2004 г.  
(<http://ji.unfccc.int/CritBasMon/CallForInputs/BaselineSettingMonitoring/ERUPT/index.html>).
- [C14] Институт мировых ресурсов (ИМР) и Всемирный совет предпринимателей по устойчивому развитию. 2008 г. Расчет выбросов CO<sub>2</sub> от передвижных источников – Руководство к расчетным листам. Вашингтон, округ Колумбия: Институт мировых ресурсов.
- [C15] Положения для маломасштабных проектов совместного осуществления, Версия 03, КНСО  
(<http://ji.unfccc.int/Ref/Docs.html>).

Приложение 1

**КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ ОБ УЧАСТНИКАХ ПРОЕКТА**

Организация:	Открытое акционерное общество «Межрегионэнергогаз»
Улица/ п/я:	Калужское шоссе
Строение:	4
Город:	Москва
Штат/регион:	
Почтовый индекс:	142704
Страна:	Российская Федерация
Телефон:	+7 (495) 987 43 15
Факс:	+7 (495) 987 43 15
Адрес э/почты:	<a href="mailto:a.dyadyura@moeeg.ru">a.dyadyura@moeeg.ru</a>
Адрес в интернете:	
Представитель:	
Титул:	Генеральный директор
Обращение:	Г-н.
Фамилия:	Кичиков
Отчество:	Владимирович
Имя:	Святослав
Отдел:	
Городской номер телефона (прямой):	+7 (495) 987 43 15
Номер факса (прямой):	+7 (495) 987 43 15
Мобильный номер телефона:	
Личный адрес э/почты:	

Организация:	Закрытое акционерное общество «Тепло-Инвест»
Улица/ п/я:	Донская
Строение:	15
Город:	Москва
Штат/регион:	
Почтовый индекс:	119049
Страна:	Российская Федерация
Телефон:	+7 (495) 744 02 61
Факс:	+7 (495) 744 02 61
Адрес э/почты:	<a href="mailto:teplo_perov@mail.ru">teplo_perov@mail.ru</a>
Адрес в интернете:	
Представитель:	
Титул:	Генеральный директор
Обращение:	Г-жа.
Фамилия:	Каткова
Отчество:	Геннадьевна
Имя:	Мария
Отдел:	
Городской номер телефона (прямой):	+7 (495) 744 02 61
Номер факса (прямой):	+7 (495) 744 02 61
Мобильный номер телефона:	
Личный адрес э/почты:	

## Приложение 2

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ ИСХОДНЫХ УСЛОВИЯХ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА

Приложение 2-1. Результаты расчета основных показателей для сценария исходных условий<sup>18</sup>

## Потери тепловой энергии на участке теплосети от старой котельной до места врезки теплотрассы от новой котельной

Показатель	Единицы измерения	Месяцы												Год
		Янв.	Февр.	Март	Апр.	Май	Июнь	Июль	Авг.	Сен.	Окт.	Ноя.	Дек.	
Продолжительность работы тепловой сети*	ч	744	678	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744	8766
Средняя температура наружного воздуха*	°С	-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
Средняя температура в подающем трубопроводе *	°С	68,0	67,0	57,6	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	53,0	62,0	54,8
Средняя температура в обратном трубопроводе *	°С	53,0	52,0	46,3	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	44,5	49,0	44,9
Нормативные потери тепловой энергии в подающем трубопроводе	ГДж	4 483	3 971	3 544	2 647	2 370	1 934	1 851	1 971	2 219	2 665	3 038	3 942	34 634
Нормативные потери тепловой энергии в обратном трубопроводе	ГДж	4 121	3 627	3 292	2 502	2 174	1 700	1 591	1 726	2 021	2 506	2 912	3 636	31 808
Итого потери тепловой энергии	ГДж	8 604	7 597	6 836	5 150	4 544	3 634	3 442	3 697	4 240	5 170	5 951	7 578	66 442

\* согласно Приложению к договору №15/2008 от 07.07.2008 г. «Расчет тепловых потерь через изолированную поверхность прямого и обратного теплопроводов от места установки датчиков узла учета теплоэнергии до границы раздела балансовой и эксплуатационной ответственности»

<sup>18</sup> Расчетный алгоритм см. в Разделе Б.1.

**Приложение 2-1. Результаты расчета основных показателей  
для сценария исходных условий (продолжение)**

**Отпуск тепловой энергии**

Показатель	Единицы измерения	Годы					2008 - 2012
		2008	2009	2010	2011	2012	
Отпуск тепловой энергии конечным потребителям поселка	ГДж	54 101*	211 060	211 060	211 060	211 060	898 340
Потери тепловой энергии на участке теплосети от старой котельной до места врезки теплотрассы от новой котельной	ГДж	26 636 **	66 442	66 442	66 442	66 442	292 404
Отпуск тепловой энергии от коллекторов старой котельной для теплоснабжения поселка	ГДж	80 737	277 502	277 502	277 502	277 502	1 190 744

\* фактические данные

\*\* сумма потерь тепловой энергии за последние пять месяцев по расчету, приведенному в таблице выше, более точное значение будет определено в ходе мониторинга

**Сжигание ископаемого топлива**

Показатель	Единицы измерения	Годы					2008 - 2012
		2008	2009	2010	2011	2012	
Количество мазута, сжигаемого в старой котельной для выработки тепловой энергии, поставляемой конечным потребителям поселка	ГДж	96 177	330 570	330 570	330 570	330 570	1 418 459

**Потребление электроэнергии из внешней электросети**

Показатель	Единицы измерения	Годы					2008 - 2012
		2008	2009	2010	2011	2012	
Затраты электроэнергии в старой котельной на выработку тепловой энергии, поставляемой конечным потребителям поселка	МВтч	500	1 717	1 717	1 717	1 717	7 367

**Вывоз древесных отходов на свалки**

Показатель	Единицы измерения	Годы					2008 - 2012
		2008	2009	2010	2011	2012	
Вывоз древесных отходов на свалки	т с.в.	2 703	10 496	10 496	10 496	10 496	44 686

**Приложение 2-2. Расчет выбросов метана со свалок от анаэробного разложения древесных отходов по сценарию исходных условий**

Calculation of CO <sub>2</sub> -equivalent emission reduction from BWW prevented from stockpiling or taken from stockpiles								
<b>General input data</b>						BWW - bark wood waste		
Conversion factor organic carbon to biogas (a)	1,87	m <sup>3</sup> biogas/kg carbon						
GWP CH <sub>4</sub>	21							
Density methane	0,714	kg/m <sup>3</sup>						
Methane concentration biogas	60%							
Half-life biomass (tau)	15	year						
Decomposition constant (k)	0,046	year <sup>-1</sup>						
Generation factor (zeta)	0,77							
Methane oxidation factor	0,10							
Percentage of the stockpile under aerobic conditions	10%							
<b>LEGEND</b>								
db = dry basis								
wb = wet basis								
yellow cells = unprotected cells								
red marks = comment field included								
<b>Biomass specific input data</b>			<b>Biomass from stockpile</b>	<b>Fresh</b>				
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 <sub>w</sub> )	Age of biomass (years)	Fresh (ton <sub>w</sub> )	2008	2009	2010	2011	2012
2008			2 703	492	469	448	428	409
2009			10 496		1 908	1 822	1 740	1 661
2010			10 496			1 908	1 822	1 740
2011			10 496				1 908	1 822
2012			10 496					1 908
2013								
2014								
2015								
2016								
2017								
2018								
2019								
2020								
2021								
2022								
2023								
<b>Total</b>	<b>0</b>		<b>44 686</b>					
	<b>Total emission prevention</b>			<b>492</b>	<b>2 378</b>	<b>4 179</b>	<b>5 898</b>	<b>7 540</b>
	<b>Cumulative total emission prevention</b>			<b>492</b>	<b>2 869</b>	<b>7 048</b>	<b>12 946</b>	<b>20 487</b>
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								



