

**«УТВЕРЖДАЮ»**

Генеральный директор

ОАО «Архангельский ЦБК»

М.Н. Папылев

05 июля 2012 г.



## **Отчет**

# **о ходе реализации проекта совместного осуществления «Утилизация отходов биомассы на ОАО «Архангельский ЦБК» за 2011 г.**

(для подачи в Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации и Сбербанк России в составе заявления о выпуске в обращение единиц сокращения выбросов в соответствии с п.21-23 Постановления Правительства РФ от 15.09.2011 № 780 «О мерах по реализации статьи 6 Киотского протокола к Рамочной конвенции ООН об изменении климата»)

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

**Архангельск  
2012**

**ОГЛАВЛЕНИЕ**

Раздел А. Общая информация о проекте и мониторинге .....	3
Раздел Б. Осуществление деятельности по проекту .....	10
Раздел В. Описание системы мониторинга .....	11
Раздел Г. Оценка воздействия на окружающую среду .....	27
Раздел Д. Данные мониторинга .....	28
Раздел Е. Расчет сокращений выбросов парниковых газов .....	31
Список использованных источников .....	43
Приложение 1 – Положение о порядке контроля качества подготовки проектной документации и отчетов о ходе реализации проектов, направленных на сокращение выбросов парниковых газов, в ООО «СиСиДжиЭс» .....	44

**РАЗДЕЛ А. Общая информация о проекте и мониторинге****А.1. Название проекта**

Утилизация отходов биомассы на ОАО «Архангельский ЦБК» (АЦБК)

Сектора (категория) источников<sup>1</sup>:

1. Энергетика
5. Отходы

**А.2. Период мониторинга**

- Начало периода мониторинга: 01.01.2011 г.
- Окончание периода мониторинга: 31.12.2011 г.

**А.3. Краткое описание проекта**

Проект направлен на увеличение доли отходов биомассы в топливном балансе ОАО «Архангельский ЦБК», что позволило снизить расход дорогостоящего и экологически более грязного ископаемого топлива, а также сократить вывоз отходов биомассы на свалку.

Общее сокращение выбросов парниковых газов (ПГ) по проекту происходит за счет снижения выбросов ПГ от сжигания ископаемого топлива и за счет сокращения выбросов метана, образующегося при анаэробном разложении биомассы на свалке.

Сокращение выбросов ПГ происходит в ТЭС-3, ТЭС-1 и на свалке промышленных отходов. Все указанные источники находятся на территории АЦБК и полностью им контролируются.

Проект осуществлялся в два этапа.

Первый этап:

- реконструкция утилизационного котла ст.№2 в ТЭС-3 с переводом на схему сжигания кородревесных отходов (КДО) в кипящем слое без использования мазута (или иного ископаемого топлива) для подсветки;
- монтаж корорубки и пресса для отжима коры на ДПЦ-3.

Второй этап:

- замена утилизационного котла ст.№1 в ТЭС-3 на новый утилизационный котел Е-75-3,9-440 ДФТ с эффективной технологией сжигания КДО и осадка сточных вод (ОСВ) в кипящем слое без использования мазута (или иного ископаемого топлива) для подсветки;
- монтаж нового узла приемки, подготовки, хранения и подачи на сжигание в утилизационные котлы ТЭС-3 КДО и ОСВ, завозимых автотранспортом.

Начало деятельности по проекту – февраль 2000 г.

Начало генерации сокращений выбросов ПГ – январь 2001 г.

Сокращения за 2001-2007 гг. были верифицированы и проданы в рамках схемы добровольных сокращений.

Персонал экологической службы АЦБК с 2005 г. самостоятельно выполняет инвентаризацию выбросов парниковых газов по итогам года. Выполнение инвентаризации выбросов ПГ и мониторинг проекта тесно взаимосвязаны.

Сокращения выбросов парниковых газов за отчетный период мониторинга (1 января 2011 г. – 31 декабря 2011 г.) составили **190 021 т CO<sub>2</sub>-экв.**

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

Проект был одобрен Министерством экономического развития России (приказ №20 от 20.01.2012).

Проект также был одобрен Великобританией (письмо одобрения от 12.04.2012).

Газпром Маркетинг и Трейдинг Лимитед является иностранным уполномоченным лицом, которое является покупателем единиц сокращения выбросов.

#### А.4. Расположение проекта

Проект реализуется на территории ОАО «Архангельский целлюлозно-бумажный комбинат» (АЦБК) в г. Новодвинске, Архангельская область, Россия.

Географическая широта: 64°25'

Географическая долгота: 40°49'

Город Новодвинск расположен на левом берегу реки Северная Двина в 20 км от Архангельска, в 11 км от железнодорожной станции Исакогорка Северной железной дороги. С востока территория города ограничена р.Северная Двина, с севера – промышленной зоной Архангельского целлюлозно-бумажного комбината, вдоль западной границы проходят линии электропередач, в южном направлении – свободная территория.

Климат – умеренно-холодный с коротким летом и долгой зимой. Среднегодовая температура составляет +0,6 °С. Средняя температура января – -12,5 °С, июля - +15,6 °С.

Территория АЦБК площадью 670 га находится в северной части Новодвинска, являющейся его промышленной зоной. С северо-восточной и восточной стороны граница АЦБК проходит по прибрежной полосе реки Северная Двина, а на юге и юго-западе – примыкает к другим промышленным предприятиям г. Новодвинска, территории которых, в свою очередь, примыкают к жилому массиву города.

АЦБК связан железнодорожными, автомобильными и водными путями с транспортной сетью Российской Федерации, имеет выход к Белому морю через порт «Экономия», который находится в устье реки на расстоянии 60 км от комбината. АЦБК также имеет собственный причал, который позволяет принимать морские суда.



Рис. А.4.1. Место реализации проекта на карте



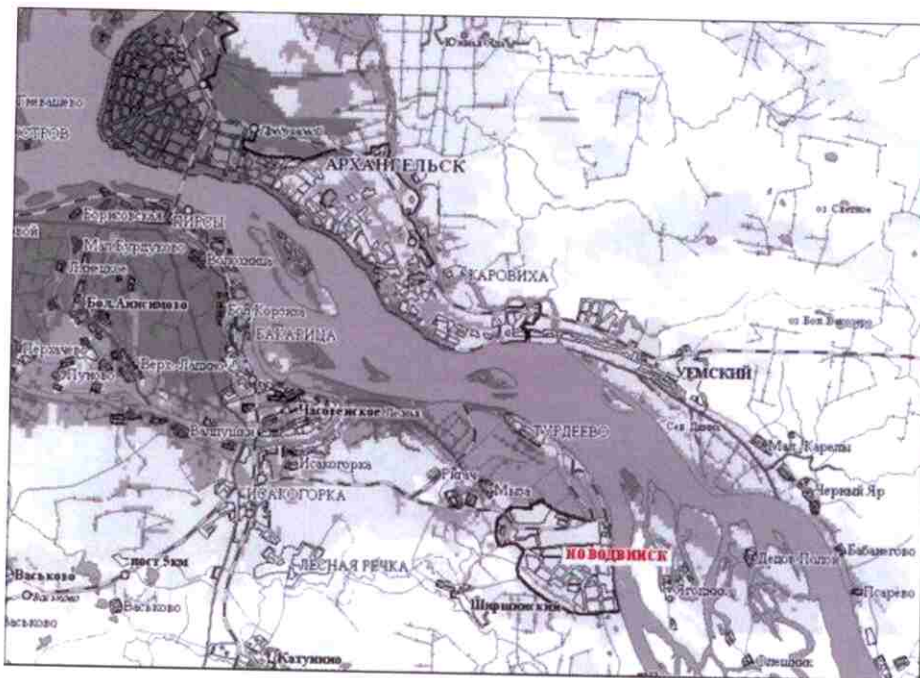


Рис. А.4.2. Расположение гт. Новодвинск и Архангельск

#### А.5. Техническое описание проекта

##### Первый этап

Первый этап проекта включает:

- реконструкцию утилизационного котла ст.№2 в ТЭС-3 с переводом на схему сжигания КДО в кипящем слое без подсветки мазутом; и
- модернизацию древесно-подготовительного цеха №3 (ДПЦ-3) с установкой современного оборудования фирмы «Сааласта», Финляндия, для рубки и отжима коры.

##### Реконструкция котла КМ-75-40 ст.№2

В 2000 году с мая по декабрь фирма СП «Энергософин» и завод ОАО «Белэнергомаш» провели реконструкцию котла КМ-75-40 ст.№2 с переводом на схему кипящего слоя.

При сжигании отходов в кипящем слое обеспечивается эффективное, экономичное и экологически безопасное сжигание высоковлажных и низкокалорийных топлив. Кипящий слой образуется из кварцевого песка путем подачи воздуха под высоким давлением под слой загрузки. Процесс горения происходит частично в кипящем слое, частично над ним. Температура кипящего слоя находится на уровне 700-800°C и регулируется за счет распределения воздуха.

Реконструированный котел КМ-75-40С водотрубный, однобарабанный, с естественной циркуляцией. Топка с уравновешенной тягой, экранирована газоплотными панелями, нижняя часть которых футерована.

В топочную камеру топливо подается по двум наклонным течкам с фронта котла. Для растопки предназначены две мазутные горелки.

В номинальном режиме модернизированный котел КМ-75-40С позволяет сжигать КДО влажностью 57% при паропроизводительности 66 т/ч без подсветки мазутом. Давление перегретого пара 4,0 МПа, температура 440 °С. КПД котла около 85%. Часовой расход сжигаемых кородревесных отходов после реконструкции увеличился в два раза до 30 т/ч.

Как показали испытания, проводимые уже в рамках второго этапа проекта, возможно также устойчивое и экономичное сжигание смеси КДО и ОСВ с долей последнего до 20-25% от массы КДО.

Первый пуск реконструированного котла в конце 2000 г. показал, что отходы легко возгораются при температуре слоя около 400°С. Котел способен набирать и поддерживать нагрузку по пару путем изменения расхода топлива. Однако в первый период эксплуатации был выявлен ряд проблем, потребовавших выполнения соответствующих усовершенствований, среди которых можно отметить следующие:

- улучшение распределения отходов по площади слоя;
- изменение работы узла водопитания;
- изменения схемы подвода воздуха;
- установка паровых сажеобдувочных аппаратов в зоне пароперегревателя.

Все эти технические решения были в последующем реализованы. При этом удалось достичь расчетной паропроизводительности с номинальными параметрами пара. Удавалось даже поддерживать и более высокие нагрузки по пару – вплоть до 75 т/ч.

#### Модернизация ДПЦ-3

Модернизация ДПЦ-3 проводилась с целью повышения качества КДО в соответствии с требованиями, предъявляемыми к топливу, сжигаемому по технологии кипящего слоя. Модернизация проводилась в 2000 г. параллельно с реконструкцией котла ст.№2 ТЭС-3.

В результате модернизации три автономных топливных потока заменены одним централизованным узлом короподготовки, оснащенный роторной дробилкой Saalasti 0912 производительностью 135 нас. м<sup>3</sup>/час или 45 пл. м<sup>3</sup>/ч и двумя короотжимными барабанными прессами Bark Master 1620 (производитель и поставщик фирма «Сааласти») производительностью 85-125 нас. м<sup>3</sup>/ч или 28-41 пл. м<sup>3</sup>/ч каждый. Данное оборудование хорошо зарекомендовало себя на ряде предприятий отрасли. На Рис. А.5.1 представлено фото узла подготовки кородревесных отходов в ДПЦ-3 после реконструкции.



Рис. А.5.1. Современная линия по обработке коры в ДПЦ-3, оснащенная оборудованием фирмы «Сааласти», 2000 г.



Влажность древесных отходов после узла короподготовки согласно технологическому регламенту составляет:

- для лиственных отходов – не более 53%
- для хвойных отходов – не более 56%.

По фактическим данным за 2005 г. влажность древесных отходов после прессов составила:

- для лиственных отходов – 46,4%
- для хвойных отходов – 49,5%.

Модернизация ДПЦ-3 позволила обеспечить более однородный фракционный состав КДО (размер частиц не более 75 мм) и понизить их влажность до уровня около 50%, что заметно повысило низшую теплоту сгорания и позволило устойчиво сжигать КДО в котле ст.№2 в кипящем слое без подсветки мазутом. Кроме того, на 6-8% снизилось потребление электроэнергии при подготовке КДО за счет ее централизации.

В целом, реализация мероприятий первого этапа позволила более чем в два раза увеличить количество сжигаемых КДО в котле ст.№2 ТЭС-3, значительно повысив эффективность их сжигания и сократив потребление мазута.

### **Второй этап**

Второй этап проекта включает:

- замену утилизационного котла ст.№1 в ТЭС-3 на новый утилизационный котел Е-75-3,9-440 ДФТ с эффективной технологией сжигания КДО и ОСВ в кипящем слое без использования мазута (или иного ископаемого топлива) для подсветки; и
- монтаж нового узла приемки, подготовки, хранения и подачи на сжигание в утилизационные котлы ТЭС-3 КДО и ОСВ, завозимых автотранспортом.

#### Установка нового котла Е-75-3,9-440 ДФТ

Неэффективная работа котлоагрегата КМ-75-40 ст.№1 по сжиганию КДО, с учетом сложностей, возникших при наладке ранее модернизированного котла ст.№2, определила необходимость установки совершенно нового котла – Е-75-3,9-440ДФТ с кипящим слоем.

Работы по замене котла ст.№1 проводились в период с апреля 2004 г. по июль 2005 г. Разработчик проекта – ЗАО «Архгипробум», генеральный подрядчик – АМУ «Севзапэнергомонтаж».

Котел Е-75-3,9-440ДФТ – однобаранный, с естественной циркуляцией. Схема испарения двухступенчатая. Номинальная паропроизводительность 75 т/ч без подсветки мазутом. Давление перегретого пара 4,0 МПа, температура 440 °С. КПД топки на уровне 92%.

В качестве основного топлива используется смесь коры, древесных отходов и осадка биологической очистки сточных вод в следующем расчетном соотношении:

- кора и древесные отходы, т/час	32
- осадок сточных вод, т/час	4
- общий расход топлива, т/час	36

Теплота сгорания КДО – 1500-2100 ккал/кг в зависимости от породы древесины и влажности. Расчетная влажность КДО – 57%. Влажность ОСВ – 70-80%, теплота сгорания 200-450 ккал/кг.

При работе котла допускается увеличение подачи ОСВ до 10 т/час с соответствующим снижением паропроизводительности котла. Топливо в котел должно поступать хорошо перемешанным, однородного состава, со средней влажностью смеси КДО и ОСВ не более 63%. Размеры кусков КДО – не более 100 мм в одном измерении. В качестве растопочного топлива используется мазут марки М100.

Котел оснащен решеткой кипящего слоя “НУВЕХ”, разработанной и запатентованной фирмой “Кваернер”. Решетка представляет собой так называемую решетку из балок. Ее преимуществом

является эффективным удаление грубой фракции слоя из котла. Благодаря этому количество внеплановых остановов котла уменьшается.

Испытания котла в 2005 г. показали, что возможно устойчивое и экономичное сжигание смеси КДО и ОСВ с долей последнего 20-25% от массы КДО.

#### Монтаж нового узла приемки и подготовки привозных КДО и ОСВ

Для обеспечения утилизационных котлов ТЭС-3 биотопливом в необходимом количестве на ДПЦ-3 был смонтирован узел приемки и подготовки КДО, завозимых автотранспортом, с участком по приему ОСВ с очистных сооружений комбината. Проект узла приемки был разработан в дополнение к проекту установки котлоагрегата Е-75-3,9-440ДФТ.

КДО на выходе из реконструированного ранее узла короподготовки в ДПЦ-3 имеют требуемые фракционный состав и влажность для сжигания в котлоагрегатах с кипящим слоем. Но этого нельзя сказать о привозных отходах, фракционный состав которых разнообразен, в ней могут содержаться длинные ленты еловой коры, отщепы длиной до 500 мм и другие включения. Размеры поступающих кусковых древесных отходов (старые шпалы, строительные древесные отходы) достигают 2500х500х300 мм. Таким образом, часть привозных древесных отходов требуют измельчения. Влажность привозных отходов обычно не превышает 60%, что приемлемо для сжигания в новых утилизационных котлах ТЭС-3.

Технологическая схема узла приемки и переработки привозных отходов включает:

- узел приема КДО с автотранспорта с эстакадой разгрузки;
- узел дробления крупных КДО;
- узел сортирования;
- участок приема ОСВ;
- тракт подачи отходов в утилизационную котельную ТЭС-3.

Расчетная производительность тракта подачи КДО на ТЭС-3 была увеличена до 750 тыс. пл. м<sup>3</sup>/год, в том числе до 450 тыс. пл.м<sup>3</sup> привозных КДО (здесь привозные отходы включают в себя также отходы, доставляемые автотранспортом в пределах комбината с ДПЦ-4). Кроме того, стала возможной утилизация порядка 100 тыс. тонн в год влажного ОСВ.

В целом, реализация мероприятий второго этапа проекта позволила кардинально увеличить количество сжигаемых КДО и увеличить выработку пара утилизационными котлами ТЭС-3, а также обеспечить прием и подготовку для сжигания повышенного количества привозных КДО разнородного фракционного состава, а также ОСВ. Все это в конечном итоге позволило сократить потребление ископаемого топлива, вывоз КДО и ОСВ на свалку и выбросы ПГ.

### **А.6. Используемые методологии**

#### **А.6.1. Методология исходных условий**

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

#### **А.6.2. Методология плана мониторинга**

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



**А.7. Разработчик отчетов о ходе реализации проекта**

**АНО «Центр экологических инвестиций»:**

Юлкин М.А. – директор

e-mail: [yulkin.ma@gmail.com](mailto:yulkin.ma@gmail.com)

**ООО «СиСиДжиЭс»:**

Дьячков В.А. – директор Департамента энергоменеджмента и управления выбросами ПГ

e-mail: [v.dyachkov@ccgs.ru](mailto:v.dyachkov@ccgs.ru)

**РАЗДЕЛ Б. Осуществление деятельности по проекту****Б.1. Ход осуществления деятельности по проекту****Б.1.1. Основные даты начала деятельности по проекту**

Этап	Дата
<u>Первый этап</u> Реконструкция утилизационного котла №2 в ТЭС-3 Монтаж корорубки и пресса для отжима коры на ДПЦ-3	февраль 2000 г. – декабрь 2000 г.
<u>Второй этап</u> Замена утилизационного котла №1 в ТЭС-3 Монтаж нового узла приемки, подготовки, хранения и подачи на сжигание КДО и ОСВ	ноябрь 2003 г. – август 2005 г.

**Б.1.2. Ход осуществления деятельности по проекту в течение периода мониторинга**

Деятельность по проекту осуществлялась строго в соответствии с проектной документацией.

**Б.2. Отклонения от зарегистрированного плана мониторинга**

Отклонение касается методики определения теплоты сгорания щелока  $NCV_{lq,3pb,y}$ , сжигаемого в содорегенерационных котлах ТЭС-3.

Дело в том, что в котлах ТЭС-3 сжигается щелок не только с выпарных аппаратов самой ТЭС-3, но и с выпарных аппаратов ТЭС-2. Для учета влияния щелока, поставляемого с ТЭС-2, на теплоту сгорания общего потока сжигаемого щелока, была внесена соответствующая поправка в методику расчета сокращений выбросов (см. Раздел Е.2, стр. 35).

## **РАЗДЕЛ V. Описание системы мониторинга**

### **V.1. Организационная схема мониторинга**

Ответственность за подготовку отчетов о ходе реализации проекта в соответствии с договором от 14 февраля 2006 г. возложена на АНО "Центр экологических инвестиций", которая осуществляет координацию работ на всех этапах, включая сбор, верификацию и обработку необходимых исходных данных, обеспечивает контроль качества работ и представляет подготовленный отчет в ОАО "Архангельский ЦБК" для последующей верификации и утверждения. Непосредственным исполнителем работ на основании договора субподряда является ООО "СиСиДжиЭс", действующее в пределах компетенции и полномочий, предоставленных ему Центром экологических инвестиций и под его ответственность.

Первоначальный запрос на исходные данные для мониторинга сокращений выбросов ПГ поступает от директора АНО «Центр экологических инвестиций» начальнику отдела экологии АЦБК, который, в свою очередь, отдает распоряжение по сбору данных в отдел главного энергетика, древесно-биржевое производство и в отдел экологии.

На предприятии имеется круг лиц (рабочая группа), ответственных за обеспечение мониторинга сокращений выбросов парниковых газов. Ответственность таких лиц закреплена приказом № 690 от 29.12.2006 г. Действия членов рабочей группы подробно описаны в Руководстве по мониторингу.

Сбор всех параметров, необходимых для мониторинга выбросов парниковых газов, как по проекту, так и по сценарию исходных условий осуществляется в соответствии со сложившейся на АЦБК практикой учета топлива, энергии, отходов, оценки воздействия на окружающую среду. Мониторинг не требует вносить изменений в существующую на предприятии систему учета и сбора информации. Все необходимые данные определяются и фиксируются в любом случае. Важно также учитывать, что персонал экологической службы АЦБК с 2005 г. самостоятельно выполняет инвентаризацию выбросов парниковых газов по итогам года. Выполнение инвентаризации и мониторинга проекта тесно взаимосвязаны.

Собранная в подразделениях предприятия информация проверяется и передается начальнику отдела экологии АЦБК, который, в свою очередь, передает ее директору Центра экологических инвестиций». Из Центра экологических инвестиций первичные данные поступают в Департамент энергоменеджмента и управления выбросами парниковых газов ООО «СиСиДжиЭс» (Рис. В.1.1).

Департамент энергоменеджмента и управления выбросами парниковых газов ООО «СиСиДжиЭс» на основании полученных данных готовит отчет о ходе реализации проекта (отчет о мониторинге сокращений выбросов ПГ) и передает его на дополнительную перекрестную проверку в Департамент подготовки проектов ООО «СиСиДжиЭс». В ООО «СиСиДжиЭс» процедуры проверки отчетов о ходе реализации проектов изложены в «Положении о порядке контроля качества подготовки проектной документации и отчетов о ходе реализации проектов, направленных на сокращение выбросов парниковых газов» (Приложение 1).

После устранения замечаний, указанных Департаментом подготовки проектов ООО «СиСиДжиЭс», отчет о ходе реализации проекта передается в Центр экологических инвестиций, который осуществляет окончательную проверку отчета и в случае отсутствия замечаний передает отчет на утверждение на АЦБК. При наличии замечаний Центр экологических инвестиций составляет протокол и передает его в ООО "СиСиДжиЭс" для внесения исправлений в отчет.



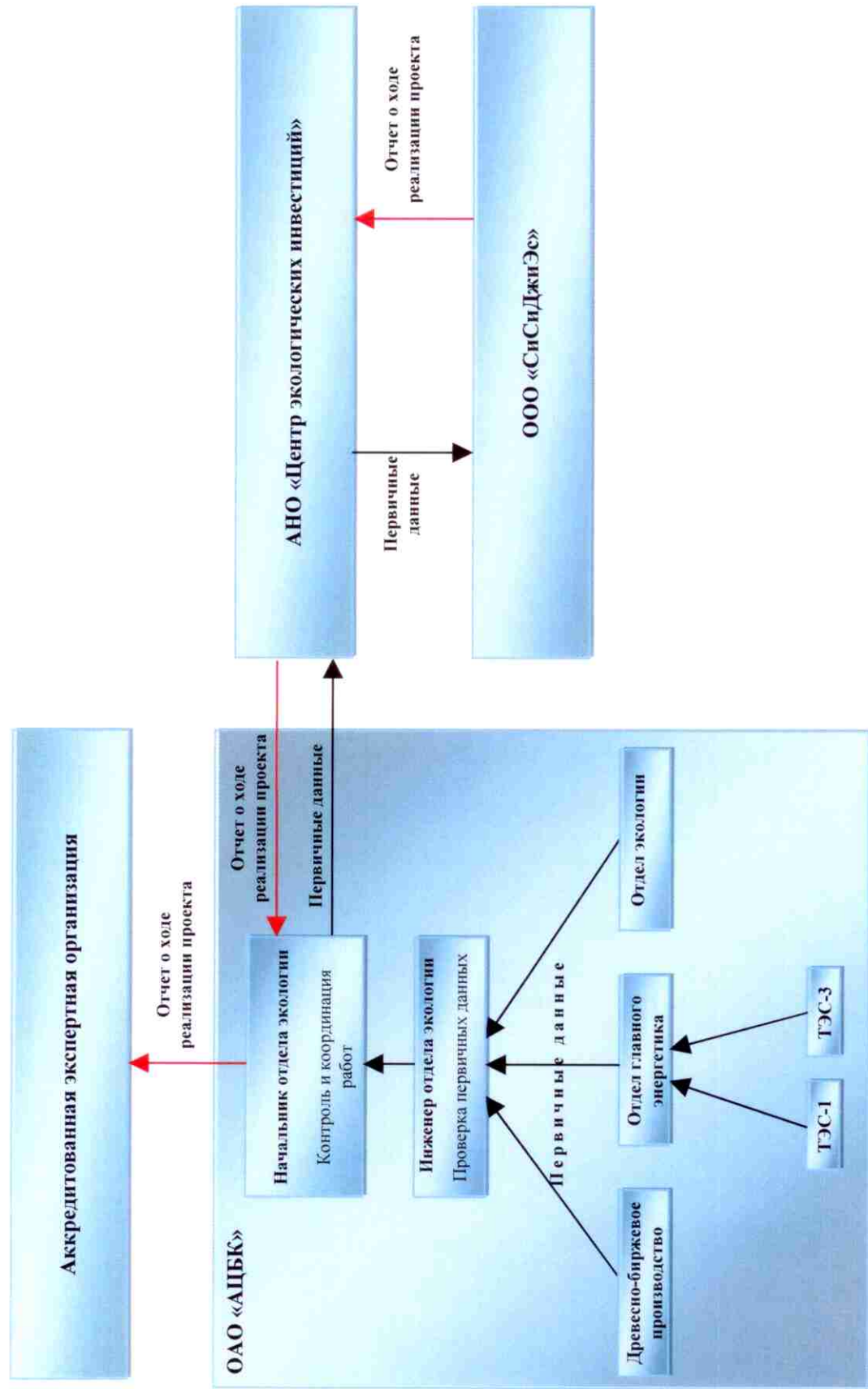


Рис. В.1.1. Схема передачи информации (от первичных данных до отчета о ходе реализации проекта)

**В.2. Распределение ответственности**

**ОАО «Архангельский ЦБК»** несет ответственность:

- за надлежащую эксплуатацию и техническое обслуживание оборудования;
- за организацию работ по проведению мониторинга на предприятии, включая сбор и передачу первичных данных, решение различных организационных вопросов; ответственное лицо - начальник отдела экологии.
- за внутреннюю проверку и хранение исходных данных и результатов расчетов сокращений выбросов ПГ; ответственное лицо - инженер отдела экологии.
- за метрологическое обеспечение мониторинга; ответственное лицо - главный метролог.

**АНО "Центр экологических инвестиций"** несет ответственность за подготовку отчетов о ходе реализации проекта в соответствии с договором от 14 февраля 2006 г., и осуществляет координацию работ на всех этапах мониторинга, включая сбор, верификацию и обработку необходимых исходных данных, обеспечивает контроль качества работ и представляет подготовленный отчет в ОАО "Архангельский ЦБК" для последующей верификации и утверждения. Непосредственным исполнителем работ на основании договора субподряда является ООО "СиСиДжиЭс", действующее в пределах компетенции и полномочий, предоставленных ему Центром экологических инвестиций и под его ответственность.

**ООО «СиСиДжиЭс»** несет ответственность:

- за подготовку отчета о ходе реализации проекта; ответственное лицо - директор Департамента энергоменеджмента и управления выбросами парниковых газов.
- за взаимодействие с независимой экспертной организацией по вопросу верификации сокращений выбросов ПГ; ответственное лицо - директор Департамента энергоменеджмента и управления выбросами парниковых газов.





#### **В.4. Процедуры управления устройствами для мониторинга и измерений**

На ОАО «Архангельский ЦБК» создана и функционирует интегрированная система менеджмента (ИСМ), которая объединяет:

- Систему менеджмента качества в соответствии с ISO 9001;
- Систему экологического менеджмента в соответствии с ISO 14001;
- Систему менеджмента охраны труда в соответствии с OHSAS 18001.

То, что ИСМ отвечает требованиям этих стандартов, подтверждается наличием у комбината сертификатов соответствия, выданных независимой организацией.

В рамках действия системы менеджмента качества на предприятии внедрены процедуры управления устройствами для мониторинга и измерений, а именно:

- процедуры приобретения средств измерений;
- порядок их учета, эксплуатации, ремонта, идентификации;
- порядок действий при выявлении неисправного измерительного оборудования;
- лица, ответственные за эксплуатацию средств измерений и за контроль над соблюдением процедур управления устройствами для мониторинга и измерений.

Средства измерений и испытательное оборудование, используемое для мониторинга, соответствуют законодательству РФ об обеспечении единства измерений (Федеральный закон №102-ФЗ "Об обеспечении единства измерений" от 26.06.2008 г.) и проходят периодическое метрологическое подтверждение пригодности (калибровка, поверка, метрологическая аттестация).

Метрологическое подтверждение пригодности всех измерительных приборов осуществляется в соответствии с графиками калибровки (поверки), подготовленными производственными подразделениями и утвержденными главным инженером (главным метрологом). Главный метролог является ответственным за своевременную калибровку (поверку, аттестацию) измерительных приборов.

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

#### **В.5. Перечень и характеристики измерительных приборов**

Для мониторинга используются измерительные приборы, соответствующие таким документам, как Федеральный закон № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений», «Правила учета электроэнергии», «Правила учета тепловой энергии» и т.д. В Таблице В.5.1. представлены используемые для мониторинга средства измерений и испытательное оборудование, их характеристики и даты калибровки (аттестации, поверки).

Таблица В.5.1. Данные о приборах, используемых для мониторинга сокращений выбросов ПГ

Параметр измерения	Марка, тип прибора	Заводской номер	Предел измерения/диапазон измерения	Единицы измерения	Погрешность, класс точности	Межпериодический интервал (лет)	Дата поверки (калибровки)
1) Массовый расход мазута на ТЭС-3	Преобразователь разности давлений dTRANS ро2 (Расход мазута на СРК 3,4,5) Преобразователь разности давлений dTRANS ро2 (Расход мазута на КМ-1) Преобразователь разности давлений dTRANS ро2 (Расход мазута на КМ-2)	0102175501 5090001 00701590100	1600 25 25	кгс/м <sup>2</sup> кПа кПа	0,5 0,5 0,5	2 2 2	05.10.2009 03.10.2011 02.07.2010
2) Массовый расход мазута в котлах СД ТЭС-1	Преобразователь разности давлений dTRANS P02 (Подающий трубопровод) Преобразователь разности давлений dTRANS P02 (Обратный трубопровод)	0102746001 0090322901	1,0 0,4	кгс/см <sup>2</sup> кгс/см <sup>2</sup>	1,0 1,0	2 2	11.02.2009 31.01.2011 02.03.2009 28.02.2011
3) Низшая теплота сгорания мазута	Калориметр сгорания бомбовый: Рагг 6200	29963	15-34	кДж	0,1	1	12.05.2010 13.05.2011
4) Массовый расход КДО в утилизационных котлах ТЭС-3	Весы автомобильные ВА 40-15-3-3	01-5010	5000-15000	кг	20 кг	1	05.07.2010 15.07.2011
5) Массовый расход КДО в котлах СД ТЭС-1	Весы автомобильные ВА 40-15-3-3	01-5010	5000-15000	кг	20 кг	1	05.07.2010 15.07.2011
6) Массовое количество КДО, вывозимое на свалку	Весы автомобильные ВА 40-15-3-3	01-5010	5000-15000	кг	20 кг	1	05.07.2010 15.07.2011
7) Массовое количество КДО, завозимое со стороны	Весы автомобильные ВА 40-15-3-3	01-5010	5000-15000	кг	20 кг	1	05.07.2010 15.07.2011
8) Влажная масса ОСВ, вывозимых на свалку	Весы автомобильные ВА 40-15-3-3	01-5010	5000-15000	кг	20 кг	1	05.07.2010 15.07.2011
9) Влажная масса ОСВ, сжигаемая в утилизационных котлах ТЭС-3	Весы автомобильные ВА 40-15-3-3	01-5010	5000-15000	кг	20 кг	1	05.07.2010 15.07.2011
10) Влажность ОСВ	Анализатор влажности М 21-3	10827321	0,001-110	г	0,001	1	27.01.2010 27.01.2011
11) Сухая масса черного шлока, сжигаемого в СРК	Весы электронные лабораторные: ВР-221S	4506120	220	г	1 кг	1	06.05.2010 13.04.2011

Параметр измерения	Марка, тип прибора	Заводской номер	Предел измерения/диапазон измерения	Единицы измерения	Потребность, класс точности	Межпериодичный интервал	Дата поверки (калибровки)
ТЭС-3	Весы лабораторные ВЛР (Резерв)	19	0,2-200	г	1 кл	1	27.05.2010 19.05.2011
	Весы лабораторные компьютерные ВЛМК-500	246	500	г	4 кл	1	27.10.2010
		313	500	г	4 кл	1	22.07.2011
	Ареометр общего назначения АОН-1	123	1240-1320	кг/м <sup>3</sup>	1 кг/м <sup>3</sup>	4	15.11.2007
		4	700 - 1840	кг/м <sup>3</sup>	1 кг/м <sup>3</sup>	4	17.06.2011
	Ареометр общего назначения АОН-1	372	1080-1160	кг/м <sup>3</sup>	1 кг/м <sup>3</sup>	4	15.11.2007
6		700 - 1840	кг/м <sup>3</sup>	1 кг/м <sup>3</sup>	4	06.04.2011	
12) Массовый расход мазута в СРК ТЭС-3	Преобразователь разности давлений dTRANS ро2 (Расход мазута на СРК 3,4,5)	0102175501	1600	кгс/м <sup>2</sup>	0,5	2	27.09.2010
13) Низшая теплота сгорания КДО, сжигаемых в утилизационных котлах ТЭС-3	Калориметр сгорания бомбовый Рагг 6200	29963	15-34	кДж	0,1	1	12.05.2010 13.05.2011
	Калориметр сгорания бомбовый: Рагг 6200	29963	15-34	кДж	0,1	1	12.05.2010 13.05.2011
14) Низшая теплота сгорания черных шлакоков, утилизируемых в СРК ТЭС-3	Преобразователь разности давлений dTRANS ро2 DELTA (Расход пара с СРК-3)	01021755	620	мбар	0,5	2	05.10.2009 03.10.2011
	Преобразователь давления Сапфир-22м-ДИ-2160 (Давление пара с СРК-3)	71554	0-6	МПа	0,5	2	05.10.2009 03.10.2011
	Термоэлектрический преобразователь (Температура пара с СРК-3)	б/н	-40 – 600	°С	2	3	18.12.2010
	Преобразователь разности давлений Diff-el SD5 (Расход пара с СРК-4)	010516	1,0	бар	1,0	2	05.10.2009 03.10.2011
	Преобразователь давления Press-El-ST7 (Давление пара с СРК-4)	002600	0-60	бар	1,0	2	05.10.2009 03.10.2011
15) Общая выработка пара brutto на ТЭС-3	Термоэлектрический преобразователь (Температура пара с СРК-4)	б/н	-40 – 600	°С	2	3	18.12.2010
	Преобразователь разности давлений Diff-el SD5 (Расход пара с СРК-5)	010515	8400	кгс/м <sup>2</sup>	1,0	2	05.10.2009 03.10.2011
	Преобразователь давления Press-El-ST7 (Давление пара с СРК-5)	100362	0-60	бар	1,0	2	05.10.2009 03.10.2011
	Термоэлектрический преобразователь	б/н	-40 – 600	°С	2	3	10.07.2009



Параметр измерения	Марка, тип прибора	Заводской номер	Предел измерения/диапазон измерения	Единицы измерения	Погрешность, класс точности	Межпериодичный интервал	Дата поверки (калибровки)
16. Расход пара 5 ати в ВПЦ и отбельный	(Температура пара с СРК-5)						
	Преобразователь разности давлений dTRANS DELTA (Расход пара с КМ-1)	5090002	100	кПа	0,5	2	02.07.2010
	Преобразователь давления dTRANS ро2 (Давление пара с КМ-1)	5100004	0-60	бар	0,5	2	05.10.2009 03.10.2011
	Термоэлектрический преобразователь (Температура пара с КМ-1)	б/н	-40 – 600	°С	2	3	10.07.2009
	Преобразователь разности давлений dTRANS ро2 (Расход пара с КМ-2)	006203340	250	кПа	0,5	2	04.10.2010
	Преобразователь давления Сапфир-22м-ДИ-2150 (Давление пара с КМ-2)	41892	0-60	бар	0,5	2	17.04.2009 01.04.2011 17.10.2011
	Термоэлектрический преобразователь (Температура пара с КМ-2)	б/н	-40 – 600	°С	2	3	10.07.2009
	Расходомер ДМ/КСД2 (Расход пара)	80803/3061032	0-80	т/ч	1,5	1	11.10.2010 07.10.2011
	Преобразователь давления dTRANS ро2 (Давление пара)	2110001	0-10	кгс/см <sup>2</sup>	1,0	2	25.08.2010
	Термоэлектрический преобразователь (Температура пара)	б/н	-50 - 600	°С	2	3	10.07.2009
17. Расход пара 15 ати в ВПЦ и отбельный	Расходомер ДМ/КСД2 (Расход пара)	26752/2084241	63	т/ч	1,5	1	16.07.2010 11.07.2011
	Расходомер ДМ/КСД2 (Расход пара) резерв	28031/2084354	63	т/ч	1,5	1	17.02.2010 14.02.2011
	Преобразователь давления dTRANS ро2 (Давление пара)	007184030	0-25	кгс/см <sup>2</sup>	1,0	2	05.10.2009 03.10.2011
	Потенциометр КСП2-070 (Температура пара)	4095552	0-400	°С	0,5	2	10.02.2009 05.02.2011
	Расходомер ДМ/КСД2 (Расход пара)	29059/9104099	0-100	т/ч	1,5	1	18.10.2010 14.10.2011
	Преобразователь давления dTRANS ро2 (Давление пара)	2110001	0-10	кгс/см <sup>2</sup>	1,0	2	25.08.2010
18. Расход пара 5 ати в сушильный	Термоэлектрический преобразователь (Температура пара)	б/н	-50 - 600	°С	2	3	10.07.2009
	Расходомер dTRANS ро2 (Расход пара)	010005060	25	кПа	0,5	2	25.10.2009 03.10.2011
19. Расход пара с ТЭС-3 на ТЭС-1 Ду=400 Зав.№ 010005060	Преобразователь давления dTRANS ро2 (Давление пара)	007017620100	0-1,6	МПа	0,5	2	27.09.2010

Параметр измерения	Марка, тип прибора	Заводской номер	Предел измерения/диапазон измерения	Единицы измерения	Погрешность, класс точности	Межпериодичный интервал	Дата поверки (калибровки)
20) Выработка пара брутто в котле №1 ТЭС-1	Термометр сопротивления (Температура пара)	06160002	0-400	°C	0,5	3	13.10.2009
	Преобразователь давления: dTRANS P02 (Расход пара с котла №1)	0063370801002200002	0-63	кгс/см <sup>2</sup>	0,5	2	26.08.2010
	Преобразователь давления: Сапфир (Давление пара за котлом №1)	795001	0-60	кгс/см <sup>2</sup>	0,5	2	18.08.2010 27.07.2011
	Потенциометр РП.160-25	1021608	0-600	°C	0,5	2	05.02.2010
21) Выработка пара брутто в котле №3 ТЭС-1	Преобразователь перепада давления dTRANS P02 (Расход пара с котла №3)	01092238001	0-63	кгс/см <sup>2</sup>	0,5	2	02.11.2009 31.10.2011
	Преобразователь давления: dTRANSp30 (Давление пара за котлом №3)	00735758001	0-60	кгс/см <sup>2</sup>	0,5	2	20.09.2010
	Потенциометр электрический: КПИ 1-614 (Температура пара за котлом №3)	1022021	0-600	°C	0,5	2	27.04.2010

#### В.6. Сбор первичных данных

Первоначальный запрос на исходные данные для мониторинга сокращений выбросов ПГ поступает от директора АНО «Центр экологических инвестиций» начальнику отдела экологии АЦБК, который, в свою очередь, отдает распоряжение по сбору данных в отдел главного энергетика, древесно-биржевое производство и в отдел экологии.

На предприятии имеется круг лиц (рабочая группа), ответственных за обеспечение мониторинга сокращений выбросов парниковых газов. Ответственность таких лиц закреплена приказом № 690 от 29.12.2006 г. Действия членов рабочей группы подробно описаны в Руководстве по мониторингу.

Сбор всех параметров, необходимых для мониторинга выбросов парниковых газов, как по проекту, так и по сценарию исходных условий осуществляется в соответствии со сложившейся на АЦБК практикой учета топлива, энергии, отходов. Мониторинг не требует вносить изменений в существующую на предприятии систему учета и сбора информации. Все необходимые данные собираются и фиксируются в любом случае. Документы, в которых фиксируются первичные данные, указаны в Таблице В.6.1.

Таблица В.6.1. Документы, в которых фиксируются первичные данные

№пп	Параметр мониторинга	Документ
1	Массовый расход мазута на ТЭС-3	Статистическая форма 6-ТП «Сведения о работе тепловой электростанции» для ТЭС-3, Отчет по отпуску тепла и электроэнергии по ТЭС-3, Сводный отчет
2	Массовый расход мазута в котлах СД ТЭС-1	Выработка теплоэнергии и потребление топлива корьевыми котлами ТЭС-1
3	Низшая теплота сгорания мазута	Статистические форма 6-ТП «Сведения о работе тепловой электростанции» для ТЭС-3 и ТЭС-1
4	Массовый расход КДЮ в утилизационных котлах ТЭС-3	Статистическая форма 6-ТП Сведения о работе тепловой электростанции ТЭС-3, Анализ работы энергохозяйства, Сводный отчет
5	Массовый расход КДЮ в котлах СД ТЭС-1	Анализ работы энергохозяйства, Сводный отчет, «Выработка теплоэнергии и потребление топлива корьевыми котлами ТЭС-1»
6	Массовое количество КДЮ, вывозимое на свалку	Справка по размещению КДЮ на свалке
7	Массовое количество КДЮ, завозимое со стороны	Справка по потерям древесины при подготовке щепы из древесного сырья
8	Влажная масса ОСВ, вывозимая на свалку	Справка по образованию, использованию и размещению на свалке ОСВ
9	Влажная масса ОСВ, сжигаемая в утилизационных котлах ТЭС-3	Статистическая форма 6-ТП «Сведения о работе тепловой электростанции» для ТЭС-3, Анализ работы энергохозяйства, Внутренний отчет по ТЭС-3, Справка по образованию, использованию и размещению на свалке ОСВ, Сводный отчет, Справка по потерям древесины при подготовке щепы из древесного сырья
10	Влажность ОСВ	Справка по образованию, использованию и размещению на свалке ОСВ
11	Сухая масса черного шелока, сжигаемого в СРК ТЭС-3	Анализ работы энергохозяйства, Внутренний отчет по ТЭС-3, Расход топлива котлами СРК, Сводный отчет
12	Массовый расход мазута в СРК ТЭС-3	Внутренний отчет по ТЭС-3, Расход топлива котлами СРК
13	Низшая теплота сгорания КДЮ, сжигаемых в утилизационных котлах ТЭС-3	Статистическая форма 6-ТП «Сведения о работе тепловой электростанции» для ТЭС-3, Анализ работы энергохозяйства, Внутренний отчет по ТЭС-3
14	Низшая теплота сгорания черных шелоков, утилизиремых в СРК ТЭС-3	Статистическая форма 6-ТП «Сведения о работе тепловой электростанции» для ТЭС-3, Анализ работы энергохозяйства, Внутренний отчет по ТЭС-3, Сводный отчет
15	Общая выработка пара брутто на ТЭС-3	Анализ работы энергохозяйства, Внутренний отчет по ТЭС-3, Отчет по отпуску тепла и электроэнергии по ТЭС-3, Сводный отчет
16	Общий полезный отпуск тепла от ТЭС-3	Статистическая форма 6-ТП «Сведения о работе тепловой электростанции» для ТЭС-3, Анализ работы энергохозяйства, Внутренний отчет по ТЭС-3, Отчет по отпуску тепла и электроэнергии по ТЭС-3, Сводный отчет
17	Полезный отпуск тепла от ТЭС-3 с паром	Статистическая форма 6-ТП «Сведения о работе тепловой электростанции» для ТЭС-3, Анализ работы энергохозяйства, Внутренний отчет по ТЭС-3, Отчет по отпуску тепла и электроэнергии по ТЭС-3, Сводный отчет
18	Выработка пара брутто в СРК ТЭС-3	Внутренний отчет по ТЭС-3
19	Выработка пара брутто в котлах СД ТЭС-1	Выработка теплоэнергии и потребление топлива корьевыми котлами ТЭС-1
20	Коэффициент эмиссии CO <sub>2</sub> для угля	Отчет об инвентаризации выбросов III



Собранная в подразделениях предприятия информация проверяется и передается начальнику отдела экологии АЦБК, который, в свою очередь, передает ее директору АНО «Центр экологических инвестиций». Из Центра экологических инвестиций первичные данные поступают в Департамент энергомеджмента и управления выбросами парниковых газов ООО «СиСиДжиЭс» (Рис. В.1.1).

Важно также учитывать, что персонал экологической службы АЦБК с 2005 г. самостоятельно выполняет инвентаризацию выбросов парниковых газов по итогам года. Выполнение инвентаризации выбросов ПП и мониторинга проекта тесно взаимосвязаны.

#### **В.7. Хранение информации**

Все первичные данные и отчеты о реализации проекта хранятся в отделе экологии ОАО «АЦБК» (ответственная Кониная Ю.М.) в электронном и бумажном видах в течение минимум двух лет по окончании зачетного периода или последнего выпуска ЕСВ.

#### **В.8. Причастность третьих лиц**

ФГУ «Архангельский центр стандартизации и метрологии» является третьей стороной, которая осуществляет поверку измерительных приборов.

#### **В.9. Меры контроля и гарантии качества мониторинга**

##### **В.9.1. Контроль качества и гарантии качества измерения первичных данных**

На предприятии работает и постоянно совершенствуется автоматизированная система оперативного диспетчерского управления (АСОДУ), которая позволяет контролировать параметры работы основного оборудования в режиме реального времени, включая контроль за выработкой и отпуском тепловой энергии, расходом жидкого топлива различными установками. Также с помощью системы генерируются ежегодные и ежемесячные рапорты, которые затем суммируются в общегодовые отчеты.

Данные о поставках и сжигании топлива проверяются на разных стадиях его учета. Взаимодействие между поставщиками и комбинатом обеспечивает надежный контроль количества и качества поставленного топлива, что отражается в соответствующих документах (накладных, журналах и т.д.). Кроме того, информацию о топливе могут проверять внешние контролеры, например, из налоговой инспекции. Таким образом, вероятность намеренного или случайного искажения данных о топливе сведена к минимуму.

На комбинате существует собственная лаборатория по контролю качества топлива, в которой выполняется регулярный теплотехнический анализ проб топлива. Определяются такие параметры, как низшая теплота сгорания, влажность, зольность, выход летучих веществ, содержание серы и некоторые другие. Содержание углерода не определяется. Теплому створания определяются путем сжигания пробы топлива в калориметрической бомбе.

Контроль качества топлива обеспечивает возможность выставления претензий поставщику в случае, если топливо будет иметь худшие характеристики, чем те, которые оговорены в контракте на поставку. Кроме того, по данным испытаний определяется энергетический эквивалент сожженного топлива. По каждому виду топлива ведутся специальные журналы, в которых отражается вся необходимая информация. Измерительные приборы по учету топлива периодически проходят калибровку (поверку).

Для мониторинга используются измерительные приборы, соответствующие таким документам, как Федеральный закон № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений», «Правила учета электроэнергии», «Правила учета тепловой энергии» и т.д.

Таблица В.9.1.1. Контроль качества и гарантии качества для мониторинга первичных данных

Данные (таблица и идентификационный номер)	Степень неопределенности данных (высокая/средняя/низкая)	Процедуры контроля качества и гарантии качества первичных данных
Расход мазута (Таблица Д.1, ИН 1,2 Таблица Д.2, ИН 12)	низкая	Расход мазута на котлы измеряется с помощью расходомеров, которые проходят периодическую калибровку в соответствии с требованиями технической документации на них и производственным графиком калибровки средств измерений. Кроме того, данные расходомеров проверяются на соответствие с данными уровнемеров в мазутохранилище. Доставка мазута осуществляется в железнодорожных цистернах, из которых он перекачивается в хранилища. Уровень мазута в цистернах и хранилищах измеряется калиброванным уровнемером и затем пересчитывается в объемные и весовые единицы по специальным таблицам. Потери топлива при перекачке практически равны нулю. Каждая перекачка мазута в хранилища регистрируется с указанием данных об отправителе, дате поставки, весе мазута. Во время хранения мазут очищается, подогревается и постоянно циркулирует при температуре 70 °С. Уровень мазута в хранилищах измеряется не реже, чем два раза в сутки.
Теплота сгорания мазута (Таблица Д.1, ИН 3)	низкая	Поставщик мазута прилагает к каждой партии сертификат качества мазута, в котором указывается теплота сгорания, влажность, зольность, сера, вязкость, температура вспышки. Лаборатория комбината осуществляет входной контроль указанных характеристик для каждой полученной партии. Лабораторное оборудование проходит периодическую поверку в соответствии с требованиями технической документации на них и производственным графиком поверки средств измерений. Все данные из сертификатов и собственных испытаний заносятся в специальный журнал. На основании собственных испытаний вычисляются средние характеристики мазута за каждый месяц и год.
Расход КДЮ (Таблица Д.2, ИН 4,5)	низкая	Расход кородревесных отходов определяется путем взвешивания и использования объемного и балансового методов. Общий баланс КДЮ по предприятию проходит регулярную перепроверку. Древесные отходы на предприятии образуются при распиловке и окорке древесины и производстве технологической щепы. В ДПП перед подачей в ТЭС кородревесные отходы проходят подготовку для сжигания, включающую в себя рубку и отжим. Выход древесных отходов с каждого ДПП определяется инженерами древесно-биржевого производства на основании коэффициентов, которые принимаются по специальной методике и зависят от сорта древесины, типа и режима работы окорочного и рубительного оборудования, способа доставки древесины (сплав по реке или наземным транспортом) и ряда других параметров. Количество древесных отходов, завозимых автотранспортом, определяется путем взвешивания автомашин до и после разгрузки. Автомобильные весы проходят периодическую поверку. Влажность древесных отходов измеряется для каждой завезенной партии, а также периодически для отходов, поступающих по транспортеру с ДПП.



Данные (таблица и идентификационный номер)	Степень неопределенности данных (высокая/средняя/низкая)	Процедуры контроля качества и гарантии качества первичных данных
КДЮ со стороны и на свалку (Таблица Д.2, ИН 6,7)	низкая	Завоз КДЮ со стороны и вывоз на свалку определяется путем взвешивания автотранспорта до и после разгрузки. Данные фиксируются в специальном журнале на пункте учета. Регулярно осуществляется перекрестная проверка общего баланса КДЮ на предприятии.
ОСВ на сжигание и на свалку (Таблица Д.2, ИН 8,9)	низкая	Данные определяются по количеству грузовиков для транспортировки ОСВ. Масса ОСВ, которая может быть отгружена в каждый грузовик, известна и проверяется периодически путем взвешивания автомашин до и после разгрузки. Автомобильные весы проходят периодическую поверку.
Влажность ОСВ (Таблица Д.2, ИН 10)	низкая	Влажность ОСВ регулярно определяется в лаборатории комбината. Данные фиксируются в специальном журнале. Лабораторное оборудование проходит регулярную процедуру метрологического подтверждения пригодности.
Сухая масса черного шелока, сжигаемого в СРК ТЭС-3 (Таблица Д.2, ИН 11)	низкая	Количество сожженных шелоков контролируется по показаниям объемных расходомеров. Не реже, чем раз в смену выполняются анализы по измерению влажности, плотности и ряду химических показателей. С учетом влажности и плотности количество сожженных шелоков пересчитывается в тонны абсолютно сухого вещества, которые указываются в отчетах о работе ТЭС-2 и ТЭС-3. Кроме того, количество сожженных шелоков сверяется с материальным балансом процессов, связанных с варкой целлюлозы.
Теплота сгорания КДЮ и шелоков (Таблица Д.2, ИН 13,14)	низкая	Теплота сгорания КДЮ и шелоков определяется ежемесячно на регулярно поверяемом лабораторном оборудовании. Полный анализ средневзвешенной пробы КДЮ, полученных из разных источников, с определением нижней теплоты сгорания, зольности и содержания серы обычно выполняется в конце каждого месяца. Однако в ряде случаев полные испытания проводятся чаще и раздельно для разных типов отходов. Результаты испытаний заносятся в журнал, на основании которых вычисляются средние характеристики за год.
Выработка и отпуск теплоты (Таблица Д.2, ИН 15-19)	низкая	Контрольно-измерительные приборы для измерения выработки и отпуска тепла проходят регулярную калибровку. Показания приборов перекрестно проверяются с балансовыми данными.



Данные (таблица и идентификационный номер)	Степень неопределенности данных (высокая/средняя/низкая)	Процедуры контроля качества и гарантии качества первичных данных
<p>Коэффициент эмиссии CO<sub>2</sub> для угля (Таблица Д.2, ИН 20)</p>	<p>низкая</p>	

### В.9.2. Внутренние проверки

Внутренняя проверка первичных данных и результатов расчетов сокращений выбросов парниковых газов возложена на инженера отдела экологии Конинову Ю.М. (приказ №690 от 29.12.2006 г.).

Не менее одного раза в год на предприятии проводится комплексная проверка соблюдения процедур мониторинга при участии отдела экологии АЦБК и ООО «СиСиДжиЭс».

### **В.9.3. Перекрестные проверки**

Перекрестная проверка первичных данных осуществляется путем проверки различных источников информации, в которых фиксируются эти данные.

Перекрестная проверка отчетов о ходе реализации проекта представляется собой трехэтапную процедуру, согласно которой отчет сначала проверяется в ООО «СиСиДжиЭс», затем в АНО «Центр экологических инвестиций» и окончательно в ОАО «АЦБК».

Первичная проверка отчета о ходе реализации проекта выполняется директором Департамента энергомнедеджмента и управления выбросами парниковых газов ООО «СиСиДжиЭс» или по его поручению другим сотрудником указанного Департамента, непосредственно не связанным с подготовкой данного отчета.

Дополнительная, перекрестная проверка проводится директором Департамента подготовки проектов ООО «СиСиДжиЭс» или по его поручению другим сотрудником данного Департамента. Процедуры контроля качества выполнения расчетов более подробно изложены в «Положении о порядке контроля качества подготовки проектной документации и отчетов о ходе реализации проектов, направленных на сокращение выбросов парниковых газов, в ООО «СиСиДжиЭс» (Приложение 1).

После устранения замечаний, указанных Департаментом подготовки проектов ООО «СиСиДжиЭс», отчет о ходе реализации проекта передается в Центр экологических инвестиций, который осуществляет окончательную проверку отчета и в случае отсутствия замечаний передает отчет на проверку и утверждение на АЦБК. При наличии замечаний Центр экологических инвестиций составляет протокол и передает его в ООО "СиСиДжиЭс" для внесения исправлений в отчет.

### **В.9.4. Тренинги**

Персонал, чья работа связана с эксплуатацией реконструированных котлов, прошел обучение, организованное производителем оборудования.

Весь персонал АЦБК имеет надлежащую квалификацию и действующие разрешения на работу с оборудованием. 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». Ответственность за обучение персонала возложена на отдел подготовки кадров. 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.

### **В.10. Процедуры мониторинга в чрезвычайных ситуациях**

При возникновении на предприятии чрезвычайных ситуаций, затрагивающих систему мониторинга проекта (аварии оборудования, выход из строя измерительных приборов и пр.), специалистами ОАО «АЦБК», АНО «ЦЭИ» и ООО «СиСиДжиЭс» проводится анализ возникшей ситуации,



разрабатываются альтернативные схемы мониторинга и измерений на период таких ситуаций, а также корректирующие действия для оборудования и/или плана мониторинга.

При выходе из строя прибора учета, измеряемые им параметры контролируются с помощью дублирующего прибора. В случае если это невозможно, вышедший из строя прибор заменяется резервным прибором. Если вышедший из строя прибор не может быть заменен на действующем оборудовании, то регистрация измеряемых им параметров на период не более 15 суток в течение года, осуществляются на основании расчета среднего значения показаний этого прибора, взятых за предшествующие выходу из строя 3 суток с поправкой на режим (п. 9.8 «Правила учета тепловой энергии и теплоносителя»).

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

Общее руководство и координацию работ по предупреждению аварийных ситуаций и реагированию на них осуществляет главный инженер ОАО «Архангельский ЦБК» (согласно п.4.3.2 Инструкции по интегрированной системе менеджмента от 03.12.2007 г.).

#### **В.11. Производственный экологический контроль**

В рамках системы экологического менеджмента на предприятии внедрены следующие стандарты и инструкции: СТТ ИСМ 41 «Производственный экологический контроль», СТТ ИСМ 44 «Идентификация экологических аспектов», И ИСМ 23 «Порядок осуществления контроля за источниками загрязнения атмосферного воздуха», И ИСМ 24 «Порядок осуществления контроля за водопользованием и источниками сброса загрязняющих веществ», И ИСМ 25 «Порядок осуществления производственного контроля в области обращения с отходами производства и потребления».

На предприятии работает специальный отдел экологии. В своей деятельности отдел руководствуется действующим законодательством, приказами и распоряжениями генерального директора, предписаниями Управления Росприроднадзора по Архангельской области. Отдел имеет хорошо подготовленные кадры, не требует технического оснащения и в состоянии обеспечить надлежащий производственный экологический контроль по проекту.

Согласно действующего на предприятии стандарта СТТ ИСМ 41-2006 «Производственный экологический контроль» отдел экологии организует и выполняет производственный экологический контроль за:

- газопылевыми выбросами на стационарных источниках и на границе санитарно-защитной зоны предприятия;
- качеством сточной и речной воды;
- сбором, использованием, обезвреживанием, транспортированием, размещением отходов производства и потребления.

При реализации проекта аналитический контроль за различными видами воздействия на окружающую среду осуществляется в соответствии с действующим природоохранным законодательством. В частности, контроль за выбросами вредных веществ в атмосферу на стационарных источниках выполняется в соответствии с «Графиком лабораторного контроля за соблюдением нормативов ПДВ/ВСВ на стационарных источниках выбросов ОАО «Архангельский ЦБК», контроль за выбросами на границе санитарно-защитной зоны выполняется в соответствии с «Планом проведения натурных измерений качества атмосферного воздуха и уровня шума на границе санитарно-защитной зоны ОАО «Архангельский ЦБК» аккредитованными лабораториями.



Данные, получаемые аналитической лабораторией, обрабатываются и сводятся в ежемесячные и годовые отчеты, в которых отражены все необходимые детализированные сведения, в том числе и по участкам, затрагиваемым настоящим проектом.

Кроме того, предприятие учитывается по следующим официальным годовым статистическим формам:

- 2-тп (водхоз) «Сведения об использовании воды», в которой дана информация о расходе воды из природных источников, сбросе сточных вод и содержании в них загрязняющих веществ, мощности очистных сооружений и др.;
- 2-тп (отходы) «Сведения об образовании, использовании, обезвреживании, транспортировании и размещении отходов производства и потребления», в которой приводится годовой баланс движения отходов раздельно по их видам и классам опасности.
- 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.

### РАЗДЕЛ Г. Оценка воздействия на окружающую среду

Реализация проекта смещает топливный баланс АЦБК в сторону увеличения доли биомассы. В результате этого снижаются не только выбросы парниковых газов в атмосферу, но и вредные вещества 2-4 классов опасности. В 2011 г сокращение выбросов вредных веществ в атмосферу составило 1 260 тонн (Табл. Г.1).

Таблица Г.1. Изменение выбросов вредных веществ в результате реализации проекта, т

Наименование величины	Значение
Взвешенные вещества	1 059
Диоксид серы (SO <sub>2</sub> )	-1 890
Диоксид азота (NO <sub>2</sub> )	-132
Оксид азота (NO)	-21
Оксид углерода (CO)	-275
<b>Всего выбросов</b>	<b>-1 260</b>

**РАЗДЕЛ Д. Данные мониторинга**

**Д.1. Данные, подлежащие сбору для определения выбросов ПГ по проекту**

Идентификационный номер	Наименование параметра	Источник данных	Единица измерения	Измеренный (и) Подсчитанный (п) Оцененный (о)	Частота записи данных	Доля данных, подлежащих мониторингу	Способ хранения (электронный/ документальный)	Значение
1. $FC_{oil,3,P1,3}^{tm}$	Массовый расход мазута на ТЭС-3	ТЭС-3	т	и	непрерывно	100 %	электронный и бумажный носитель	8 881
2. $FC_{oil,Imp,P1,3}^{tm}$	Массовый расход мазута в котлах СД ТЭС-1	ТЭС-1	т	и	непрерывно	100 %	электронный и бумажный носитель	6 387
3. $NCI_{oil,3}^{tm}$	Низшая теплота сгорания мазута	ТЭС-3	ГДж/т	и	для каждой поступающей партии мазута	пробы, отобранные методом случайной выборки	электронный и бумажный носитель	40,509

**Д.2. Данные, подлежащие сбору для определения выбросов ПГ для исходных условий**

Идентификационный номер	Наименование параметра	Источник данных	Единица измерения	Измеренный (и) Подсчитанный (п) Оцененный (о)	Частота записи данных	Доля данных, подлежащих мониторингу	Способ хранения (электронный/ документальный)	Значение
4. $FC_{VII,3,об,P1,3}^{tm}$	Массовый расход КДО в утилизационных котлах ТЭС-3	ТЭС-3	т	и, п	непрерывно	100 %	электронный и бумажный носитель	397 263
5. $FC_{VII,Imp,P1,3}^{tm}$	Массовый расход КДО в котлах СД ТЭС-1	ТЭС-1	т	и, п	непрерывно	100 %	электронный и бумажный носитель	47 099

Идентификационный номер	Наименование параметра	Источник данных	Единица измерения	Измеренный (и) Подсчитанный (п) Оцененный (о)	Частота записи данных	Доля данных, подлежащих мониторингу	Способ хранения (электронный/ документальный)	Значение
6. $ВИИ^{тм}$ <i>дир, р, у</i>	Массовое количество КДЮ, вывозимое на свалку	Экологический отдел АЦБК	т	и	непрерывно	100 %	электронный и бумажный носитель	66 229
7. $ВИИ^{тм}$ <i>сид, р, у</i>	Массовое количество КДЮ, завозимое со стороны	Экологический отдел АЦБК	т	и	непрерывно	100 %	электронный и бумажный носитель	67 461
8. $ИИИ^{тм}$ <i>дир, р, у</i>	Влажная масса ОСВ, вывозимых на свалку	Экологический отдел АЦБК	т	и	непрерывно	100 %	электронный и бумажный носитель	95 238
9. $ФС^{тм}$ <i>иг, з, в, р, у</i>	Влажная масса ОСВ, сжигаемая в утилизационных котлах ТЭС-3	ТЭС-3	т	и	непрерывно	100 %	электронный и бумажный носитель	86 041
10. $ИИ^{тм}$ <i>иг, з, в, у</i>	Влажность ОСВ	Экологический отдел АЦБК	%	и	регулярно	100 %	электронный и бумажный носитель	79,04
11. $ФС^{тм}$ <i>иг, з, в, у</i>	Сухая масса черного шелока, сжигаемого в СРК ТЭС-3	ТЭС-3	т а.с.в.	и, п	непрерывно	100 %	электронный и бумажный носитель	459 047
12. $ФС^{тм}$ <i>ол, з, в, р, у</i>	Массовый расход мазута в СРК ТЭС-3	ТЭС-3	т	и	непрерывно	100 %	электронный и бумажный носитель	8 631
13. $НСИ^{тм}$ <i>иг, з, в, у</i>	Низшая теплота сгорания КДЮ, сжигаемых в утилизационных котлах ТЭС-3	ТЭС-3	ГДж/т	и	регулярно	пробы, отобранные методом случайной выборки	электронный и бумажный носитель	6,858



Идентификационный номер	Наименование параметра	Источник данных	Единица измерения	Измеренный (и) Подсчитанный (п) Оцененный (о)	Частота записи данных	Доля данных, подлежащих мониторингу	Способ хранения (электронный/ документальный)	Значение
14. $NCV_{\text{иг,зrh,у}}$	Низшая теплота сгорания черных шлакоков, утилизированных в СРК ТЭС-3	ТЭС-3	ГДж/ т.а.с.в.	и	регулярно	пробы, отобранные методом случайной выборки	электронный и бумажный носитель	10,868
15. $HG_{\text{зрп,у}}$	Общая выработка пара brutto на ТЭС-3	ТЭС-3	ГДж	и, п	непрерывно	100 %	электронный и бумажный носитель	6 798 281
16. $HS_{\text{зрп,у}}$	Общий полезный отпуск тепла от ТЭС-3	ТЭС-3	ГДж	и, п	непрерывно	100 %	электронный и бумажный носитель	5 218 547
17. $HS_{\text{выдфреху,у}}$	Полезный отпуск тепла от ТЭС-3 с паром	ТЭС-3	ГДж	и, п	непрерывно	100 %	электронный и бумажный носитель	4 470 636
18. $HG_{\text{зrh,рп,у}}$	Выработка пара brutto в СРК ТЭС-3	ТЭС-3	ГДж	и, п	непрерывно	100 %	электронный и бумажный носитель	383 655
19. $HC_{\text{игр,рп,у}}$	Выработка пара brutto в котлах СД ТЭС-1	ТЭС-1	ГДж	и, п	непрерывно	100 %	электронный и бумажный носитель	92,17
20. $EF_{CO_2,coal,у}$	Коэффициент эмиссии $CO_2$ для угля	Экологический отдел АЦБК	кг $CO_2$ / ГДж	п	ежегодно	100%	электронный и бумажный носитель	92,17

**Д.3. Данные, подлежащие сбору для определения утечек**

Утечки отсутствуют

**РАЗДЕЛ Е. Расчет сокращений выбросов парниковых газов****Е.1. Расчет выбросов парниковых газов по проекту**

Общие выбросы парниковых газов по проекту в течение года  $y$ , т  $CO_2$ :

$$PE_y = PE_{oil,3,y} + PE_{oil,Imp,y},$$

где  $PE_{oil,3,y}$  – эмиссия  $CO_2$  от сжигания мазута в ТЭС-3 по проекту в течение года  $y$ , т  $CO_2$ ;

$PE_{oil,Imp,y}$  – эмиссия  $CO_2$  от сжигания мазута в котлах станции среднего давления ТЭС-1 по проекту в течение года  $y$ , т  $CO_2$ .

$$PE_{oil,3,y} = FC_{oil,3,P1,y} \times EF_{CO_2,oil} \times 10^{-3},$$

$$PE_{oil,Imp,y} = FC_{oil,Imp,P1,y} \times EF_{CO_2,oil} \times 10^{-3},$$

где  $FC_{oil,3,P1,y}$  – количество мазута, сжигаемого в ТЭС-3 по проекту в течение года  $y$ , ГДж;

$FC_{oil,Imp,P1,y}$  – количество мазута, сжигаемого в котлах станции среднего давления ТЭС-1 по проекту в течение года  $y$ , ГДж;

$EF_{CO_2,oil}$  – коэффициент эмиссии  $CO_2$  от сжигания мазута, кг  $CO_2$ /ГДж. На весь период действия проекта данный коэффициент принятый равным постоянной величине  $EF_{CO_2,oil} = 77,13$  кг  $CO_2$ /ГДж (Раздел Г.1 [С1]).

$$FC_{oil,3,P1,y} = FC_{oil,3,P1,y}^m \times NSV_{oil,y},$$

$$FC_{oil,Imp,P1,y} = FC_{oil,Imp,P1,y}^m \times NSV_{oil,y},$$

где  $FC_{oil,3,P1,y}^m$  – массовое количество мазута, сжигаемого в ТЭС-3 по проекту в течение года  $y$ , т;

$FC_{oil,Imp,P1,y}^m$  – массовое количество мазута, сжигаемого в котлах СД ТЭС-1 по проекту в течение года  $y$ , т;

$NSV_{oil,y}$  – средневзвешенная низшая теплота сгорания мазута в течение года  $y$ , ГДж/т.

**Е.2. Расчет выбросов парниковых газов для сценария исходных условий**

Общие выбросы парниковых газов по сценарию исходных условий в течение года  $y$ , т  $\text{CO}_2$ -экв:

$$BE_y = BE_{fl,y} + \Delta BE_{dimp,y},$$

где  $BE_{fl,y}$  – выбросы  $\text{CO}_2$  от сжигания ископаемого топлива по сценарию исходных условий в течение года  $y$ , т  $\text{CO}_2$ ;

$\Delta BE_{dimp,y}$  – дополнительные выбросы  $\text{CH}_4$  со свалки в течение года  $y$  по сравнению с проектным сценарием, т  $\text{CO}_2$ -экв;

$$BE_{fl,y} = BE_{oil3,y} + BE_{oil1mp,y} + \Delta BE_{coal,y},$$

где  $BE_{oil3,y}$  – выбросы  $\text{CO}_2$  от сжигания мазута в ТЭС-3 по сценарию исходных условий в течение года  $y$ , т  $\text{CO}_2$ ;

$BE_{oil1mp,y}$  – выбросы  $\text{CO}_2$  от сжигания мазута в котлах станции СД ТЭС-1 по сценарию исходных условий в течение года  $y$ , т  $\text{CO}_2$ ;

$\Delta BE_{coal,y}$  – изменение выбросов  $\text{CO}_2$  от сжигания угля в котлах станции ВД ТЭС-1 в течение года  $y$  по сравнению с проектным сценарием, т  $\text{CO}_2$ ;

$$BE_{oil3,y} = FC_{oil3,bl,y} \times EF_{CO2,oil} \times 10^{-3},$$

$$BE_{oil1mp,y} = FC_{oil1mp,bl,y} \times EF_{CO2,oil} \times 10^{-3},$$

$$\Delta BE_{coal,y} = \Delta FC_{coal,y} \times EF_{CO2,coal,y} \times 10^{-3},$$

где  $FC_{oil3,bl,y}$  – количество мазута, сжигаемого в ТЭС-3 по сценарию исходных условий в течение года  $y$ , ГДж;

$FC_{oil1mp,bl,y}$  – количество мазута, сжигаемого в котлах СД ТЭС-1 по сценарию исходных условий в течение года  $y$ , ГДж;

$\Delta FC_{coal,y}$  – изменение количества угля, сжигаемого в ТЭС-1 в течение года  $y$  по сравнению с проектным сценарием, ГДж;

$EF_{CO2,oil}$  – коэффициент эмиссии  $\text{CO}_2$  от сжигания мазута, кг  $\text{CO}_2$ /ГДж.  $EF_{CO2,oil} = 77,13$  кг  $\text{CO}_2$ /ГДж;

$EF_{CO2,coal,y}$  – средний коэффициент эмиссии  $\text{CO}_2$  от сжигания угля в течение года  $y$ , кг  $\text{CO}_2$ /ГДж (с учетом фракции окисленного углерода). Принимается по результатам инвентаризации выбросов ПП на АЦБК за соответствующий год  $y$ . Методика определения коэффициента подробно описана в [С3] и заложена в Программно-вычислительный комплекс для инвентаризации и мониторинга выбросов парниковых газов на ОАО «Архангельский ЦБК» [С4]. В случае отсутствия данных инвентаризации принимается среднее значение за период 2003-2005 гг., равное 91,62 кг  $\text{CO}_2$ /ГДж.

$$FC_{oil3,bl,y} = FC_{oil3mb,bl,y} + FC_{oil3rb,bl,y},$$



где  $FC_{oil,3rd,bl,y}$  – количество мазута, сжигаемого в утилизационных котлах ТЭС-3 по сценарию исходных условий в течение года  $y$ , ГДж;

$FC_{oil,3rd,bl,y}$  – количество мазута, сжигаемого в содорегенерационных котлах ТЭС-3 по сценарию исходных условий в течение года  $y$ , ГДж.

$$FC_{oil,3rd,bl,y} = FC_{3rd,bl,y} - FC_{vivi,3rd,bl,y}$$

$$FC_{oil,3rd,bl,y} = FC_{3rd,bl,y} - FC_{lq,3rd,y}$$

где  $FC_{3rd,bl,y}$  – общее количество топлива, сжигаемого в утилизационных котлах ТЭС-3 по сценарию исходных условий в течение года  $y$ , ГДж;

$FC_{vivi,3rd,bl,y}$  – количество КДЮ, сжигаемого в утилизационных котлах ТЭС-3 по сценарию исходных условий в течение года  $y$ , ГДж;

$FC_{3rd,bl,y}$  – общее количество топлива, сжигаемого в содорегенерационных котлах ТЭС-3 по сценарию исходных условий в течение года  $y$ , ГДж;

$FC_{lq,3rd,y}$  – фактическое количество сжигаемого черного шелока в ТЭС-3 в течение года  $y$ , ГДж;

$$FC_{3rd,bl,y} = \frac{100 \times FC_{vivi,3rd,bl,y}}{100 - \beta_{oil,3rd,bl}}$$

где  $\beta_{oil,3rd,bl}$  – доля мазута от общего расхода условного топлива в утилизационных котлах ТЭС-3 по сценарию исходных условий, %,  $\beta_{oil,3rd,bl} = 34\%$  (Раздел Б.1 [С1]).

$$FC_{vivi,3rd,bl,y} = FC_{vivi,3rd,bl,y}^m \times NSV_{vivi,3rd,y}$$

где  $FC_{vivi,3rd,bl,y}^m$  – массовое количество КДЮ, сжигаемого в утилизационных котлах ТЭС-3 по сценарию исходных условий в течение года  $y$ , т,  $FC_{vivi,3rd,bl,y}^m = 230\,000$  т в год (Раздел Б.1 [С1]);

$NSV_{vivi,3rd,y}$  – фактическая средневзвешенная низшая теплота сгорания КДЮ в ТЭС-3 в течение года  $y$ , ГДж/т.

$$FC_{3rh,bl,y} = \frac{100 \times HG_{3rh,bl,y}}{\eta_{3rh,y}},$$

где  $HG_{3rh,bl,y}$  – выработка пара брутто в содорегенерационной котлах ТЭС-3 по сценарию исходных условий в течение года  $y$ , ГДж;

$\eta_{3rh,y}$  – фактический средневзвешенный КПД содорегенерационных котлов ТЭС-3 в течение года  $y$ , %.

$$HG_{3rh,bl,y} = HG_{3,bl,y} - HG_{3rh,bl,y}^*$$

где  $HG_{3,bl,y}$  – общая выработка пара брутто в ТЭС-3 по сценарию исходных условий в течение года  $y$ , ГДж;

$HG_{3rh,bl,y}$  – выработка пара брутто в утилизационных котлах ТЭС-3 по сценарию исходных условий в течение года  $y$ , ГДж.

$$HG_{3,bl,y} = HG_{3,r,y} - 100 \times HS_{3brass,r,y} / (100 - \varepsilon_{3brass}),$$

где  $HG_{3,r,y}$  – общая фактическая (по проекту) выработка пара брутто в ТЭС-3 в течение года  $y$ , ГДж;

$HS_{3brass,r,y}$  – фактический (по проекту) полезный отпуск пара от ТЭС-3 в обход турбин через РОУ в течение года  $y$ , ГДж;

$\varepsilon_{3brass}$  – относительные потери и затраты тепла на собственные нужды станции,

связанные с потоком пара, проходящим через РОУ, %,  $\varepsilon_{3brass} = 5\%$  (Раздел Б.1 [С1]).

$$HS_{3brass,r,y} = HS_{3,r,y} - HS_{3адфресс,r,y}^*$$

где  $HS_{3,r,y}$  – фактический (по проекту) общий полезный отпуск теплоты от ТЭС-3 в течение года  $y$ , ГДж;

$HS_{3адфресс,r,y}^*$  – фактический (по проекту) полезный отпуск теплоты от ТЭС-3 с отработавшим в турбинах паром в течение года  $y$ , ГДж.

$$HG_{3ad,bl,y} = FC_{3ad,bl,y} \times \eta_{3ad,bl,y} / 100,$$

где  $\eta_{3rh,rl,y}$  – средний КПД утилизационных котлов по сценарию исходных условий, %,  
 $\eta_{3rh,rl,y} = 46\%$  (Раздел Б.1 [С1]).

$$\eta_{3rh,y} = HG_{3rh,rl,y} / FC_{3rh,rl,y} \times 100,$$

где  $HG_{3rh,rl,y}$  – фактическая (по проекту) выработка пара брутто в содорегенерационных котлах ТЭС-3 в течение года  $y$ , ГДж;

$FC_{3rh,rl,y}$  – фактический (по проекту) общий расход топлива в содорегенерационных котлах в течение года  $y$ , ГДж.

$$FC_{3rh,rl,y} = FC_{oil,3rh,rl,y} + FC_{lq,3rh,y}$$

где  $FC_{oil,3rh,rl,y}$  – фактический (по проекту) расход мазута в содорегенерационных котлах в течение года  $y$ , ГДж.

$$FC_{oil,3rh,rl,y} = FC_{oil,3rh,rl,y}^m \times NSV_{oil,y}^s$$

где  $FC_{oil,3rh,rl,y}^m$  – фактический (по проекту) массовый расход мазута в содорегенерационных котлах в течение года  $y$ , т.

$$FC_{lq,3rh,y} = FC_{lq,3rh,y}^{dm} \times NSV_{lq,3rh,y}^s$$

где  $FC_{lq,3rh,y}^{dm}$  – фактическое количество абсолютно сухого черного щелока, сжигаемого в содорегенерационных котлах ТЭС-3 в течение года  $y$ , т а.с.в.;

$NSV_{lq,3rh,y}^s$  – фактическая средневзвешенная низшая теплота сгорания черного щелока в ТЭС-3 в течение года  $y$ , ГДж/т а.с.в. Далее приводится формула для определения  $NSV_{lq,3rh,y}^s$ , которая является поправкой к зарегистрированному плану мониторинга (см. Раздел Б.2).

$$NSV_{lq,3rh,y} = \frac{FC_{lq1,3rh,y}^{ice} + FC_{lq2,3rh,y}^{ice}}{FC_{lq,3rh,y}^{dm}} \cdot 29,31$$



где  $FC_{lign,3rd,y}^{ice}$  - фактическое количество черного шелока, поступающего с выпарных аппаратов ТЭС-3 на сжигание в содорегенерационные котлы ТЭС-3 в течение года  $у, т. у. т.$  (источник данных: статистическая форма 6-ПП «Сведения о работе тепловой электростанции» для ТЭС-3);

$FC_{lign,2,3rd,y}^{ice}$  - фактическое количество черного шелока, поступающего с выпарных аппаратов ТЭС-2 на сжигание в содорегенерационные котлы ТЭС-3 в течение года  $у, т. у. т.$  (источник данных: статистическая форма 6-ПП «Сведения о работе тепловой электростанции» для ТЭС-3);

29.31 - теплота сгорания 1 т условного топлива, выраженная в ГДж (29.31 ГДж/т у.т).

$$FC_{oil,Imp,BL,y} = FC_{oil,Imp,PI,y} \times FC_{ВВВ,Imp,BL,y}^m / FC_{ВВВ,Imp,PI,y}^m$$

где  $FC_{ВВВ,Imp,BL,y}^m$  – массовое количество КДЮ, сжигаемых в котельной СУ ТЭС-1 по сценарию исходных условий в течение года  $у, т$ ;

$FC_{ВВВ,Imp,PI,y}^m$  – фактическое (по проекту) массовое количество КДЮ, сжигаемых в котельной СУ ТЭС-1 в течение года  $у, т$ .

$$FC_{ВВВ,Imp,BL,y}^m = FC_{ВВВ,Imp,PI,y}^m + \left( FC_{ВВВ,Заб,PI,y}^m - FC_{ВВВ,Заб,BL,y}^m \right) + \left( ВВВ_{dimp,PI,y}^m - ВВВ_{dimp,BL,y}^m \right) - \left( ВВВ_{side,PI,y}^m - ВВВ_{side,BL,y}^m \right)$$

где  $FC_{ВВВ,Заб,PI,y}^m$  – фактическое (по проекту) массовое количество КДЮ, сжигаемых в утилизационных котлах ТЭС-3 в течение года  $у, т$ ;

$ВВВ_{dimp,PI,y}^m$  – фактическое (по проекту) массовое количество КДЮ, вывезенное на свалку в течение года  $у, т$ ;

$ВВВ_{dimp,BL,y}^m$  – массовое количество КДЮ, вывозимое на свалку по сценарию исходных условий в течение года  $у, т$ ;

$ВВВ_{side,PI,y}^m$  – фактическое (по проекту) массовое количество КДЮ, ввезенное со стороны в течение года  $у, т$ ;

$ВВВ_{side,BL,y}^m$  – массовое количество КДЮ, ввезенное со стороны по сценарию исходных условий в течение года  $у, т$ ,  $ВВВ_{side,BL,y}^m = 120\ 000\ т/год$ , но  $ВВВ_{side,BL,y}^m \leq ВВВ_{side,PI,y}^m$  (Раздел Б.1 [С1]).

$$ВВВ_{dimp,BL,y}^m = ВВВ_{dimp,PI,y}^m \times WWS_{dimp,BL,y}^{dm} / WWS_{dimp,PI,y}^{dm}$$

где  $ИШС_{дмпр,вл,y}^{дн}$  – количество абсолютно сухого ОСВ, вывезенного на свалку по сценарию исходных условий в течение года  $y$ , т а.с.в.;

$ИШС_{дмпр,рл,y}^{дн}$  – фактическое (по проекту) количество абсолютно сухого ОСВ, вывезенного на свалку в течение года  $y$ , т а.с.в.

$$ИШС_{дмпр,вл,y}^{дн} = ИШС_{дмпр,рл,y}^{дн} + FC_{ИИС,Звб,рл,y}^{дн}$$

где  $FC_{ИИС,Звб,рл,y}^{дн}$  – фактическое (по проекту) количество абсолютно сухого ОСВ, сожженного в утилизационных котлах ТЭС-3 в течение года  $y$ , т а.с.в.

$$ИШС_{дмпр,рл,y}^{дн} = ИШС_{дмпр,рл,y}^{м} \times (100 - W_{ИИС,y}) / 100,$$

$$FC_{ИИС,Звб,рл,y}^{дн} = FC_{ИИС,Звб,рл,y}^{м} \times (100 - W_{ИИС,y}) / 100.$$

где  $ИШС_{дмпр,рл,y}^{м}$  – фактическое (по проекту) массовое количество влажного ОСВ, вывезенного на свалку в течение года  $y$ , т;

$FC_{ИИС,Звб,рл,y}^{м}$  – фактическое (по проекту) массовое количество влажного ОСВ, сожженного в утилизационных котлах ТЭС-3 в течение года  $y$ , т;

$W_{ИИС,y}$  – средневзвешенная влажность образованного ОСВ в течение года  $y$ , %.

$$\Delta FC_{coal,y} = \frac{100 \times \Delta NHG_{1бр,x}}{\eta_{coal}},$$

где  $\Delta NHG_{1бр,x}$  – изменение выработки пара котлами ВД ТЭС-1 в течение года  $y$  по сравнению с проектным сценарием, ГДж;

$\eta_{coal}$  – средний КПД brutto угольных котлов, %,  $\eta_{coal} = 90\%$  (Раздел В1 [С1]).

$$\Delta NHG_{1бр,x} = \Delta NHG'_{1бр,x} \frac{100}{100 - \varepsilon_{амх}},$$

где  $\Delta NHG'_{1бр,x}$  – изменение подачи свежего пара на турбины ВД ТЭС-1 по сравнению с проектным сценарием в течение года  $y$ , ГДж;

$\epsilon_{aиx}$  – относительные потери и затраты тепла на собственные нужды, связанные с дополнительной выработкой пара в котлах ВД ТЭС-1,  $\epsilon_{aиx} = 5\%$  (Раздел В1[С1]).

$$\Delta HGS'_{\text{Ипр},y} = 0,665 \Delta H S_{\text{Ипр},y},$$

где  $\Delta H S_{\text{Ипр},y}$  – изменение отпуска пара от станции ВД ТЭС-1 по сравнению с проектным сценарием в течение года  $y$ , ГДж.

$$\Delta H S_{\text{Ипр},y} = \Delta H S_{\text{I},y} - \Delta H S_{\text{Ипр},y},$$

где  $\Delta H S_{\text{I},y}$  – дополнительный годовой отпуск пара на производство целлюлозы от ТЭС-1 с учетом потерь в паровых сетях по сравнению с проектным сценарием в течение года  $y$ , ГДж;  
 $\Delta H S_{\text{Ипр},y}$  – изменение отпуска пара от станции СД ТЭС-1 по сравнению с проектным сценарием, ГДж.

$$\Delta H S_{\text{I},y} = \Delta H S_{3,y} \frac{100}{100 - \epsilon_{\text{пв}}},$$

где  $\Delta H S_{3,y}$  – полезный отпуск пара через РОУ в ТЭС-3 по проектному сценарию в течение года  $y$ , ГДж;  
 $\epsilon_{\text{пв}}$  – относительные потери тепла в паровых сетях (от ТЭС-1 до производства целлюлозы), %,  $\epsilon_{\text{пв}} = 3\%$  (Раздел В1[С1]).

$$\Delta H S_{3,y} = H S_{3\text{выпускаI},y},$$

$$\Delta H S_{\text{Ипр},y} = H S_{\text{Ипр},\text{ВД},y} - H S_{\text{Ипр},\text{СД},y},$$

где  $H S_{\text{Ипр},\text{ВД},y}$  – полезный отпуск теплоэнергии от станции СД ТЭС-1 по сценарию исходных условий в течение года  $y$ , ГДж;

$H S_{\text{Ипр},\text{СД},y}$  – полезный отпуск теплоэнергии от станции СД ТЭС-1 по проекту в течение года  $y$ , ГДж.

$$H S_{\text{Ипр},\text{ВД},y} = H S_{\text{Ипр},\text{СД},y} \times F_{\text{ВВГВ}}^{\text{п}} / F_{\text{ВВГВ}}^{\text{п}} \text{Ипр},\text{СД},y},$$



$$NS_{imp,y} = NG_{imp,y} \times (100 - \alpha) / 100,$$

где  $NG_{imp,y}$  – фактическая (по проекту) выработка пара брутто в котлах станции СД ТЭС-1 в течение года  $y$ , ГДж;

$\alpha$  – относительные затраты теплоты свежего пара на собственные нужды и выработку электроэнергии на станции СД ТЭС-1, %,  $\alpha = 10\%$  (Раздел В1(С1Д).

$$\Delta BE_{dimp,y} = \Delta BE_{ВВВ,dimp,y} + \Delta BE_{ВВС,dimp,y},$$

где  $\Delta BE_{ВВВ,dimp,y}$  – дополнительные выбросы  $CH_4$  со свалки при разложении КДО в течение года  $y$  по сравнению с проектным сценарием, т  $CO_2$ -экв.;

$\Delta BE_{ВВС,dimp,y}$  – дополнительные выбросы  $CH_4$  со свалки при разложении ОСВ в течение года  $y$  по сравнению с проектным сценарием, т  $CO_2$ -экв.

Численные значения  $\Delta BE_{ВВВ,dimp,y}$  и  $\Delta BE_{ВВС,dimp,y}$  определяются по модели «Calculation of  $CO_2$ -equivalent emission reduction from  $ВВВ$  prevented from stockpiling or taken from stockpiles», разработанной «ВТГ biomass technology group В.У.» на основе [С5].

В данной модели переменными параметрами для года  $y$  являются:

$\Delta ВВВ_{dimp,y}^m = ВВВ_{dimp,y}^m - ВВВ_{dimp,y}^m$  – дополнительный вывоз КДО на свалку в течение года  $y$  по сценарию исходных условий в сравнении с проектным сценарием, т;

$\Delta ВВВ_{dimp,y}^{in} = ВВВ_{dimp,y}^{in} - ВВВ_{dimp,y}^{in}$  – дополнительный вывоз ОСВ на свалку в течение года  $y$  по сценарию исходных условий в сравнении с проектным сценарием, т а.с.в.

Причем при расчете выбросов метана для каждого года  $y$  используются данные по дополнительно вывозу КДО и ОСВ, начиная с 2005 г. (в 2004 г. открыта новая свалка).

Численные оценки предотвращенных выбросов метана со свалки от анаэробного разложения КДО и ОСВ выполнялись по модели «Calculation of  $CO_2$ -equivalent emission reduction from  $ВВВ$  prevented from stockpiling or taken from stockpiles», разработанной «ВТГ biomass technology group В.У.» по заказу Мирового банка. В основе модели заложен *First Order Decay method* с экспериментальным уточнением ряда параметров для свалок древесных отходов. При этом модель может быть применена и для других видов биомассы, если подставить соответствующие значения определяющих величин.

Разработчики предоставили специальный расчетный файл в формате Excel для проведения оценок. Для КДО и ОСВ были выполнены раздельные расчеты. Сокращения выбросов учитывались только по новой свалке, открытой в 2004 г. Входные величины для оценок сокращений выбросов метана, которые допустимо менять в указанной модели (или принимать по умолчанию), следующие:

1. *Methane concentration biogas*. По умолчанию – 60%. Из соображений консервативного подхода для КДО и ОСВ принято значение – 50%.
2. *Half-life biomass*. Для КДО и ОСВ принято значение, рекомендованное по умолчанию – 15 лет.
3. *Generation factor*. Для КДО и ОСВ принято значение, рекомендованное по умолчанию – 0.77.
4. *Methane oxidation factor*. Для КДО и ОСВ принято значение, рекомендованное по умолчанию – 0.10.
5. *Percentage of the stockpile under aerobic conditions*. По умолчанию – 10%. Учитывая, что новая свалка открыта относительно недавно, для КДО и ОСВ принято более консервативное значение – 20%.
6. *Organic carbon content (dry basis)*. Для КДО по умолчанию предлагается принимать 53,6%; нами принято более консервативное значение – 50%. Для ОСВ по результатам ряда проведенных анализов данная величина колеблется в диапазоне 34–55%; принято меньшее значение – 34%.
7. *Moisture content*. Для КДО по умолчанию принимается 50%; нами принято более консервативное значение – 55%. Для ОСВ – 0%, поскольку его количество задается в пересчете на абсолютно сухое вещество.
8. *Lignin fraction of C*. Для КДО и ОСВ принято значение, рекомендованное по умолчанию – 0.25.
9. *Year in which fresh biomass is utilized instead of stockpiled*. Принят год открытия новой свалки – 2004. Хотя сокращения выбросов метана начались с 2005 г., когда начали сжигать ОСВ. Пропорционально уменьшению вывоза на свалку ОСВ стало также уменьшаться и количество вывозимого на свалку КДО, требуемого для подсыпки.
10. *Year for which to calculate the SO<sub>2</sub>-equivalent reduction*. Принят год открытия новой свалки – 2004.
11. *Amount of fresh biomass utilized*. Введены годовые данные о сокращенных количествах вывоза КДО (т/год) и ОСВ (т а.с.в./год) на свалку в результате проекта на период до 2012 г.

### Е.3. Расчет утечек парниковых газов

Опция не требуется

**Е.4. Расчет сокращений выбросов парниковых газов**

Формула для расчета сокращений выбросов в год  $y$  ( $ER_y$ ) следующая, т  $CO_2$ :

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad \text{или} \quad ER_y = ER_{CO_2,y} + ER_{CH_4,y}$$

где  $BE_y$  – выбросы по сценарию исходных условий в течение года  $y$ , т  $CO_2$ -экв;

$PE_y$  – выбросы по проекту в течение года  $y$ , т  $CO_2$ -экв;

$ER_{CO_2,y}$  – сокращение выбросов диоксида углерода в течение года  $y$ , т  $CO_2$ ;

$ER_{CH_4,y}$  – сокращение выбросов метана в течение года  $y$ , т  $CO_2$ -экв;

Формула для расчета сокращения выброса диоксида углерода в год  $y$  ( $ER_{CO_2,y}$ ) следующая, т  $CO_2$ :

$$ER_{CO_2,y} = ER_{CO_2,old,y} + ER_{CO_2,old,Imp,y} + ER_{CO_2,swal,Imp,y}^2$$

где  $ER_{CO_2,old,y}$  – сокращение выбросов диоксида углерода от сжигания мазута на ТЭС-3 в течение года  $y$ , т  $CO_2$ ;

$ER_{CO_2,old,Imp,y}$  – сокращение выбросов диоксида углерода от сжигания мазута в котлах СД ТЭС-1 в течение года  $y$ , т  $CO_2$ ;

$ER_{CO_2,swal,Imp,y}$  – сокращение выбросов диоксида углерода от сжигания угля в котлах ВД ТЭС-1 в течение года  $y$ , т  $CO_2$ .

$$ER_{CO_2,old,y} = BE_{old,y} - PE_{old,y}^1$$

$$ER_{CO_2,old,Imp,y} = BE_{old,Imp,y} - PE_{old,Imp,y}^1$$

$$ER_{CO_2,swal,Imp,y} = \Delta BE_{swal,y}^1$$

Формула для расчета сокращения выбросов метана в течение года  $y$  ( $ER_{CH_4,y}$ ) следующая, т  $CO_2$ -экв:

$$ER_{CH_4,y} = ER_{CH_4,ВВН,y} + ER_{CH_4,ПВС,y}^1$$

где  $ER_{CH_4,ВВН,y}$  – сокращение выбросов метана от свалки в течение года  $y$  вследствие распада КДО, т  $CO_2$ -экв;

$ER_{CH_4,ПВС,y}$  – сокращение выбросов метана от свалки в течение года  $y$  вследствие распада ОСВ, т  $CO_2$ -экв.

$$ER_{CH_4,ВВН,y} = \Delta BE_{ВВН,дипр,y}^1$$

$$ER_{CH_4,ПВС,y} = \Delta BE_{ПВС,дипр,y}^1$$

Результаты расчета сокращений выбросов парниковых газов сведены в Таблицу Е.4.1.



**Таблица Е.4.1. Сводная таблица сокращений выбросов ПГ за 2011 г.**

Параметр	Обозначение	Единица измерения	Значение
Выбросы ПГ по сценарию исходных условий	$BE_y$	т CO <sub>2</sub> -экв	237 726
Выбросы ПГ по проекту	$PE_y$	т CO <sub>2</sub> -экв	47 705
Сокращения выбросов ПГ	$ER_y$	т CO <sub>2</sub> -экв	<b><u>190 021</u></b>

**Е.5. Анализ отклонения сокращений выбросов ПГ от зарегистрированных в проектной документации**

Результаты мониторинга показали, что фактические сокращения оказались ниже прогнозных, указанных в проектной документации, на 18 498 т CO<sub>2</sub>-экв или на 8,87% (Табл. Е.5.1).

**Таблица Е.5.1. Фактические и проектные сокращения выбросов ПГ за 2011 г, т CO<sub>2</sub>-экв**

Параметр	Значение
Фактические сокращения выбросов ПГ (по результатам мониторинга)	190 021
Проектные сокращения выбросов ПГ	208 519

Основные факторы, которые привели к снижению количества единиц сокращенных выбросов (ЕСВ) парниковых газов относительно уровня, заложенного в проектной документации, следующие:

- в 2011 г. фактический объем утилизированных КДО в ТЭС-3 составил 397 тыс. т, в то время как прогнозная величина составляет 439 тыс. т.
- фактический объем утилизированных КДО в ТЭС-1 составил 47 тыс. т, в то время как прогнозная величина составляет 128 тыс. т.
- фактический объем утилизированного ОСВ составил 18 тыс. т а.с.в, в то время как прогнозная величина составляет 25 тыс. т а.с.в.

### **СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

- [C1] Проектная документация “ Утилизация отходов биомассы на ОАО «Архангельский ЦБК» (АЦБК)”. Версия 1.2/ 31.05.2007.
- [C2] Решение 9/СМР.1. Руководство по реализации Статьи 6 Киотского протокола. FCCC/КР/СМР/2005/8/Add.2. 30 марта 2006 г.
- [C3] Методические указания (руководство) по инвентаризации выбросов парниковых газов на ОАО «Архангельский ЦБК». Центр экологических инвестиций, Архангельск, 2004 г.
- [C4] Программно-вычислительный комплекс для инвентаризации и мониторинга выбросов парниковых газов на ОАО «Архангельский ЦБК». Центр экологических инвестиций, Архангельск, 2004 г.
- [C5] Выбросы метана и закиси азота со свалок отходов биомассы, Исследование PCFplus, Всемирный банк, август 2002 г.

**ПРИЛОЖЕНИЕ 1**

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



«УТВЕРЖДАЮ»  
Генеральный директор  
  
М.А. Юдин  
«01» января 2011 г.

**ПОЛОЖЕНИЕ**

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

**1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

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

**2. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ПОДГОТОВКИ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ**

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



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

### 3 КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ПОДГОТОВКИ ОТЧЕТОВ О ХОДЕ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ

- 3.1 Отчет о ходе реализации проекта, подготовленный сотрудником Департамента энергоменеджмента и управления выбросами парниковых газов, проходит следующие процедуры контроля качества:
  - 3.1.1 Проверка отчета о ходе реализации проекта директором Департамента энергоменеджмента и управления выбросами парниковых газов или по его поручению другим сотрудником Департамента энергоменеджмента и управления выбросами парниковых газов, непосредственно не связанным с подготовкой данного отчета о ходе реализации проекта.
  - 3.1.2 Устранение исполнителем выявленных замечаний и согласование внесенных изменений с директором Департамента энергоменеджмента и управления выбросами парниковых газов.
  - 3.1.3 Проверка отчета о ходе реализации проекта директором Департамента подготовки проектов или по его поручению другим сотрудником Департамента подготовки проектов.
  - 3.1.4 Устранение исполнителем выявленных замечаний и согласование внесенных изменений с директором Департамента подготовки проектов.

- 3.1.5 Окончательная проверка и правка отчета о ходе реализации проекта директором Департамента энергоменеджмента и управления выбросами парниковых газов.
  - 3.1.6 Передача отчета о ходе реализации проекта Клиенту на проверку.
  - 3.1.7 Устранение исполнителем выявленных замечаний и согласование внесенных изменений с Клиентом и директором Департамента энергоменеджмента и управления выбросами парниковых газов, а при необходимости также и с директором Департамента подготовки проектов.
  - 3.1.8 Передача отчета о ходе реализации проекта Генеральному директору и Клиенту.
- 3.2 По выполнении описанной выше процедуры и при отсутствии замечаний со стороны Генерального директора и/или Клиента отчет о ходе реализации проекта считается готовым для передачи на экспертизу независимой организации. В противном случае процедура повторяется.
- 3.3 Директор Департамента энергоменеджмента и управления выбросами парниковых газов выполняет проверку всех разделов отчета о ходе реализации проекта.
- 3.4 Директор Департамента подготовки проектов выполняет проверку тех разделов отчета о ходе реализации проекта, в которых представлены результаты вычислений сокращения выбросов парниковых газов из источников и/или увеличения абсорбции парниковых газов поглотителями. Другие разделы проверяет при необходимости или по своему усмотрению.
- 3.5 Генеральный директор принимает окончательное решение о передаче отчета о ходе реализации проекта на экспертизу независимой организации.