НЛМК

Новолипецкий
металлургический комбинат

ОТЧЕТ ПО МОНИТОРИНГУ
ДЛЯ ПРОЕКТА СОВМЕСТНОГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ

Реализация энергоэффективных проектов
на ОАО «Новолипецкий металлургический комбинат»,
Липецкая область, Россия

Версия 2.2
05 октября 2011

Со стороны ОАО «НЛМК» утвердил:

Юрий Ларин

Вице-президент
по перспективному развитию и экологии

Валентина Чижикова

Главный эколог

СОДЕРЖАНИЕ

A. Общая информация по проекту и осуществлению мониторинга

B. Основные этапы мониторинга

C. Меры по обеспечению и контролю качества

D. Расчет сокращения объема выбросов парниковых газов

Реализация энергоэффективных проектов на ОАО «Новолипецкий металлургический комбинат», Липецкая область, Россия

РАЗДЕЛ А. Общее описание проекта

А.1. Наименование проекта

Наименование проекта совместного осуществления (ПСО): «Реализация энергоэффективных проектов на ОАО «Новолипецкий металлургический комбинат», Липецкая область, Россия».

А.2. Регистрационный номер проекта совместного осуществления:

JI 0233

А.3. Одобрение проекта:

Следующие уполномоченные организации выпустили извещения об одобрении проекта (LoA):

- Министерство экономического развития Российской Федерации (датированное 17 января 2011года № Д07-15, основанное на приказе Министерства экономического развития Российской Федерации от 30 декабря 2010 года № 709);
- Министерство экономики, сельского хозяйства и инноваций Королевства Нидерландов (датированное 08 Сентября 2010 года).

А.3. Краткое описание проекта:

Предлагаемый проект реализован на Новолипецком металлургическом комбинате (далее НЛМК). НЛМК является одним из крупнейших мировых производителей стали. Проект состоит из двух подпроектов.

Подпроект 1. Реконструкция нагревательных печей №№ 4 и 5 Производства горячего проката

Основными задачами реализации данного подпроекта являются повышение теплового КПД печей и сокращение технологических потерь стали. Реконструкция печей включает в себя следующие мероприятия:

- Монтаж рекуперативных нагревателей позволяет использовать тепло отработавших газов для подогрева входящего воздуха. - Температура входящего воздуха становится выше, чем была до реализации проекта и, соответственно, расход топлива сокращается, поскольку не расходуется часть энергии на его подогрев.
- Строительство новых фундаментов, новой теплоизоляции, металлоконструкций печей, а также системы заслонок. - За счет этого сокращаются потери тепла печей через стенки, двери и своды и уменьшается расход топлива на нагревание стали;
- Строительство безаварийной системы загрузки/разгрузки слябов в печи позволяет использовать новую современную энергосберегающую технологию загрузки/разгрузки горячих слябов. - При использовании загрузки/разгрузки горячих слябов, температура загружаемых слябов становится выше, и на нагревание слябов тратится меньше энергии. Однако горячие слябы обладают меньшей прочностью, а использование прежней системы не позволяет осуществлять загрузку таких слябов в печи без каких-либо повреждений. Следовательно, температура слябов должна быть ниже, и на их нагревание будет тратиться больше топлива;
- Замена горелок и монтаж полностью автоматизированной системы управления топочным процессом. - Применение новых горелок и системы автоматического управления топочным процессом позволяет более эффективно использовать тепло от сжигания топлива. Данное мероприятие позволяет обеспечить эффективный нагрев слябов и управление нагревательным процессом, с поддержанием температуры поверхности слябов не выше 1290 С (минимальные технологические потери стали).

Мероприятия со второго по четвертое сокращают также время пребывания слябов в печах, что уменьшает потери стали при нагревании (угар металла). Таким образом, снижаются выбросы, связанные с производством стали.

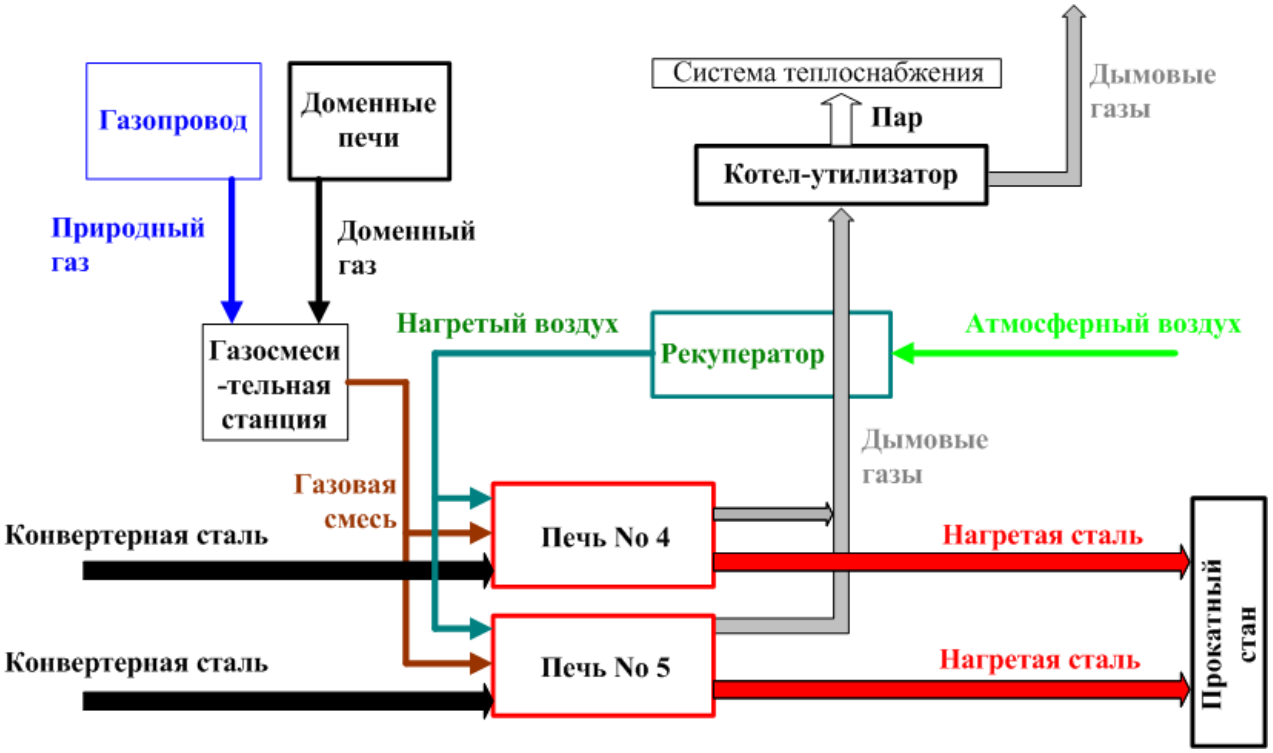
Реализация энергоэффективных проектов на ОАО «Новолипецкий металлургический комбинат», Липецкая область, Россия

Вместо старой системы испарительного охлаждения (СИО) была установлена новая система охлаждения металлоконструкций печи химически очищенной водой по замкнутому циклу. СИО печей №№ 4 и 5 были демонтированы. В этом случае в проектом сценарии дополнительное количество тепловой энергии и связанные с этим выбросы парниковых газов были сгенерированы на ТЭЦ НЛМК.

После реализации подпроекта, удельный расход топлива сократился с 2,83 ГДж/тонна стали до 2,02 ГДж/тонна стали (фактические данные по печам №№ 1-5). Кроме того, величина потерь металла (угара) сократилась с 2,2% до 1,4% (фактические данные по печам №№ 1-5).

Схема взаимодействия процессов, протекающих в нагревательных печах, приведена на Рисунке А.3.1.

Рисунок А.3.1: Схема взаимодействия процессов, протекающих в нагревательных печах



Подпроект 2. Ввод в эксплуатацию установки для получения водорода методом парового риформинга природного газа

В 2005 г. была введена в эксплуатацию новая установка компании «Haldor Topsoe» для получения водорода. Ее строительство включало в себя работы по монтажу:

- четырех компрессоров природного газа;
- одного воздушного компрессора (воздуходувка воздуха горения);
- установки для деминерализации отработавшей воды,
- блока обессеривания;
- трех линий парового риформинга природного газа;
- абсорбционного блока;
- приемников водорода;
- контрольно-измерительного оборудования.

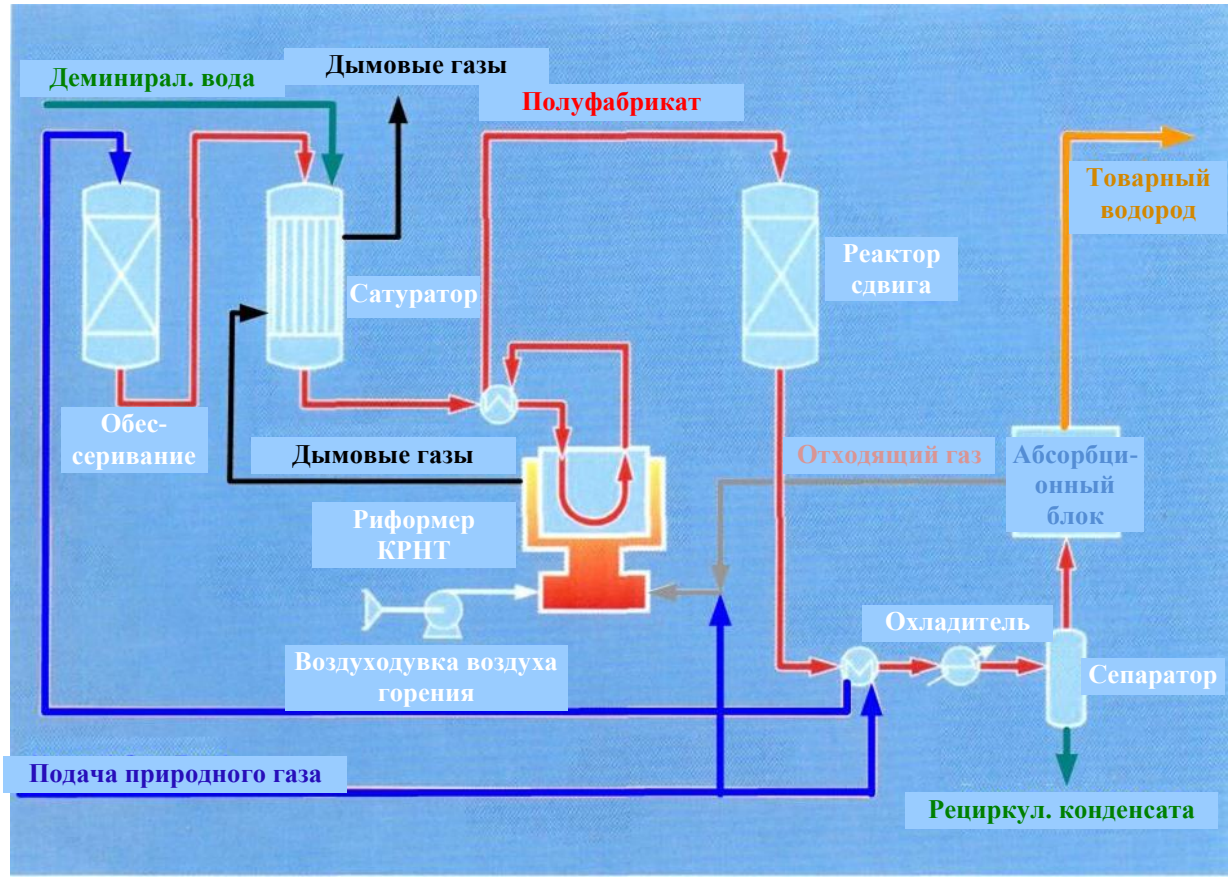
В блоке обессеривания происходит извлечение серы из природного газа. После подогрева природного газа до 450 С и его смешивания с паром в сатураторе, полученная смесь подается на риформер КРНТ. Риформер КРНТ представляет собой печь со специальными трубами для осуществления риформинг-процесса с использованием специального катализатора. Основные химические реакции приведены ниже:

$$CH_4 + H_2O \leftrightarrow CO + 3H_2$$
$$CO + H_2O \leftrightarrow CO_2 + H_2$$

Затем продукты реакции охлаждаются (конденсация пара), а сепарированный водород направляется к потребителям. Остальные продукты (отходящий газ) сжигаются вместе с природным газом в риформере КРНТ. В данной технологии, нагрев технологического газа и пара (от деминерализованной воды) осуществляется, главным образом, дымовыми газами. Данный объем водорода замещает объем производства водорода старыми электролизными установками. После реализации подпроекта потребление электроэнергии значительно сокращается (с 5.48 МВтч на 1000 нм^3 водорода до 0.13 МВтч на 1000 нм^3 водорода), а потребление пара с ТЭЦ НЛМК прекращается.

Схема водородной станции приведена на рисунке А.3.2.

Рисунок А.3.2: Схема водородной станции



А.4. Период мониторинга:

- Дата начала периода мониторинга: 01.01.2008 с 00:00;
- Дата окончания периода мониторинга: 31.12.2010 до 24:00.

A.5. Примененная методология в рамках реализации проекта (вкл. номер редакции):

A.5.1. Методология определения базовой линии:

Для обоснования базовой линии был использован индивидуальный подход в соответствии с “Руководством по установлению Базовой линии и Мониторингу” (редакция 2)[1]. Согласно Руководству, базовая линия для ПСО является сценарием, который обоснованно представляет собой объем антропогенных выбросов по источникам (или объём поглощения антропогенных выбросов поглотителями ПГ) парниковых газов, который имел бы место **в отсутствие реализации предлагаемого проекта**.

Сценарий базовой линии основан на предположении, что если бы проект (подпроекты) не был бы реализован, оборудование, существовавшее до реализации проекта (старые нагревательные печи для подпроекта 1 и старые электролизные станции для подпроекта 2) эксплуатировались бы без каких-либо ограничений.

A.5.2. Методология осуществления мониторинга:

В соответствии с “Руководством по установлению Базовой линии и Мониторингу” План мониторинга был разработан согласно Приложению В к Указаниям по ПСО (оба документа приведены на вебсайте Рамочной конвенции по изменению климата Организации Объединенных Наций - http://ji.unfccc.int/Ref/Docs.html).

Для расчета объема выбросов, как по базовой линии, так и в проектном сценарии были приняты следующие предположения:

Общие для всех подпроектов:

- Срок эксплуатации оборудования продлевается до 2020 г.;
- Величина расхода топлива на производство электроэнергии и тепла на «НЛМК» рассчитывается в соответствии с государственными нормативами и согласно измеренному расходу топлива на ТЭЦ «НЛМК».

Индивидуальные для каждого подпроекта:

Подпроект 1. Реконструкция нагревательных печей №№ 4 и 5 Производства горячего проката

- Реализация проекта не влияет на величину рыночного спроса на сталь (т.е. объем выработки стали по сценарию базовой линии = объем выработки стали в проектном сценарии);
- Для базовой линии удельные расходы топлива, объем выработки пара и технологических потерь стали устанавливаются фиксированными для всего периода кредитования;
- Для конвертерной печи используется коэффициент МГЭИК выбросов CO_2 по умолчанию, поскольку объем выбросов, связанных с дополнительным производством кислородно-конвертерной стали, составляет всего 5% базовой линии выбросов, и данный коэффициент выбросов меньше, чем коэффициент выбросов для конвертерной печи на «НЛМК». Это консервативный подход.

Подпроект 2. Ввод в эксплуатацию установки для получения водорода методом парового риформинга природного газа

- Реализация проекта не влияет на величину спроса на водород на «НЛМК» (т.е. объем получения водорода по сценарию базовой линии = объем получения водорода в проектном сценарии);
- Базовая линия удельного потребления электроэнергии на установках для электролиза устанавливается фиксированными для всего периода кредитования.

[1] http://ji.unfccc.int/Ref/Documents/Baseline_setting_и_monitoring.pdf

A.6. Ход реализации проекта, включая календарный график реализации основных этапов проекта:

Оба подпроекта реализованы. Акт приемки нагревательной печи № 4 был подписан 23/11/2007. Однако в действительности печь эксплуатировалась с мая 2008 как указано в ПТД.

Подпроект	Дата в соответствии с ПТД	Дата исполнения	Примечания
Реконструкция нагревательной печи № 5	Июнь 2004	Июнь 2004	Акт приемки объекта от 25/06/2004 № 474
Реконструкция нагревательной печи № 4	Май 2008	Ноябрь 2007	Акт приемки объекта от 23/11/2007 № 853
Установки для получения водорода методом парового риформинга природного газа	Декабрь 2004	Декабрь 2004	Акт приемки объекта от 31/12/2004 № 516

A.7. Плановые отклонения и изменения от одобренной ПТД:

Отсутствуют какие-либо отклонения от одобренной ПТД.

A.8. Плановые отклонения и изменения в принятом плане мониторинга:

Согласно параграфам 30 (b) и 40 «Руководства по критериям установления базовой линии и мониторинга» (редакция 02), для повышения точности и/или улучшения совместимости собранной информации в принятый (детерминированный) план мониторинга были внесены следующие изменения:

- Формулы 14 и 15 по определению долей потребления электрической энергии из внешних электросетей и от ТЭЦ НЛМК были добавлены с план мониторинга. Данное изменение способствует улучшению совместимости собранной информации.

A.9. Изменения с момента последней верификации:

Не применяется.

A.10. Лицо(а), ответственные за подготовку и предоставление отчета по мониторингу:

НЛМК:

- Александр Лучников, Начальник Центра энергосбережения (подготовка отчета по мониторингу);
- Артур Перепелица, Гл. специалист Центра энергосбережения (подготовка отчета по мониторингу).

Global Carbon B.V.:

- Алексей Варфоломеев, Ведущий консультант по ПСО.

A.11. Лицо(а), ответственные за проверку и утверждение отчета по мониторингу:

НЛМК:

- Юрий Ларин, Вице-президент по перспективному развитию и экологии (утверждение отчета по мониторингу);
- Валентина Чижикова, Главный эколог (согласование утверждение отчета по мониторингу).

Global Carbon B.V.:

- Дарья Горячкина, Начальник отдела по ПСО

РАЗДЕЛ B. Основные этапы мониторинга, в соответствии с планом мониторинга на период, указанный в разделе A.4.

B.1. Описание системы учета НЛМК

На НЛМК обеспечено измерение параметров производства: потребление энергоресурсов, сырья и выпуск продукции. Практически все измерительные приборы объединены в автоматические информационно-измерительные системы. Данные системы сертифицированы Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии и зарегистрированы в Государственном регистре средств измерений. Ниже перечислены системы необходимые для проведения мониторинга выбросов:

- Автоматическая информационно-измерительная система диспетчерского учета “Энерго” (АИИСДУ “Энерго”), в том числе подсистемы:
    - Автоматическая информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИСКУЭ);
    - Информационно-измерительная система диспетчеризации и учета “Тепло” (ИИСДУ “ Тепло”);
    - Информационно-измерительная система диспетчеризации и учета “Газ” (ИИСДУ “ Газ”);
    - Информационно-измерительная система диспетчеризации и учета ”Вода” (ИИСДУ “ Вода”);
- Информационно-измерительная система слежения за металлом (“ССМ-3”).

Включение измерительных устройств требует обязательных первичной и периодических поверок/калибровок в соответствии с национальными требованиями. Все подсистемы АИИСДУ “Энерго” обеспечивают первичный сбор и обработку данных (например, расчет расхода газа основываясь на измеренных значениях температуры, давления и перепада давления газового потока) и передачи данных в АИИСДУ “Энерго” для окончательной обработки и архивации данных.

АИИСКУЭ используется, в том числе для измерения потребления электроэнергии из внешних электросетей и для расчетов с поставщиками электроэнергии. Поэтому в соответствии с национальным законодательством все измерительные приборы данной системы поверяются государственной организацией «Липецкий ЦСМ».

Другие системы используются для внутреннего учета, поэтому калибруются Центральной метрологической лабораторией НЛМК (ЦМЛ), которая аккредитована в соответствии с национальным законодательством.

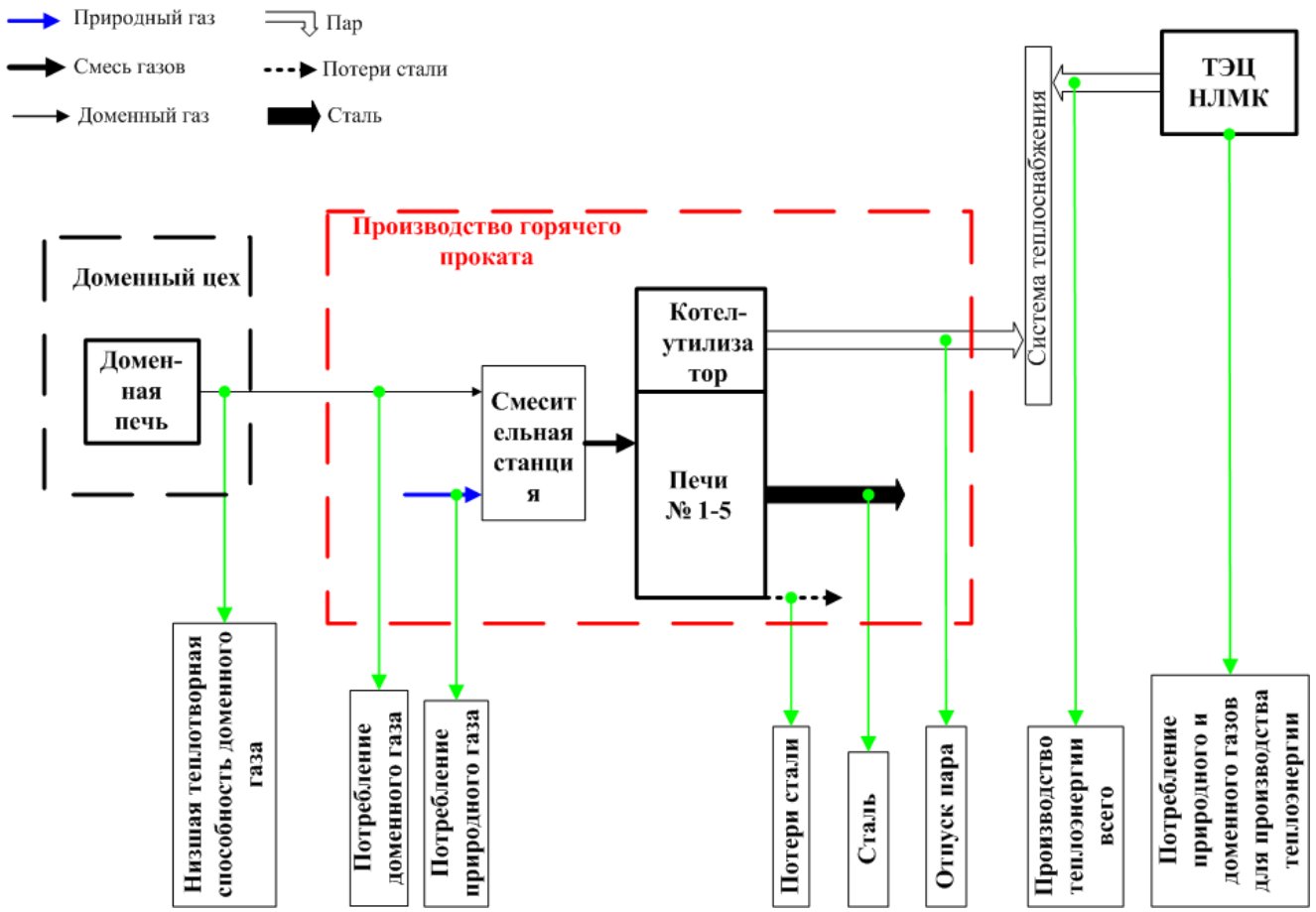
Все измерительные приборы внесены в автоматическую информационную систему «Метрология». Данная система содержит информацию о типе, серийном номере, месте установки, датам последней и следующей калибровке и другим данным измерительного прибора. Калибровка измерительных приборов выполняется в соответствии с графиком калибровки. Контроль за калибровкой осуществляется Отделом контрольно-измерительных приборов и автоматики.

Принципиальные схемы мониторинга и описание процедуры сбора данных по измеряемым параметрам для каждого из подпроектов приведены ниже.

Подпроект 1. Реконструкция нагревательных печей №№ 4 и 5 Производства горячего проката

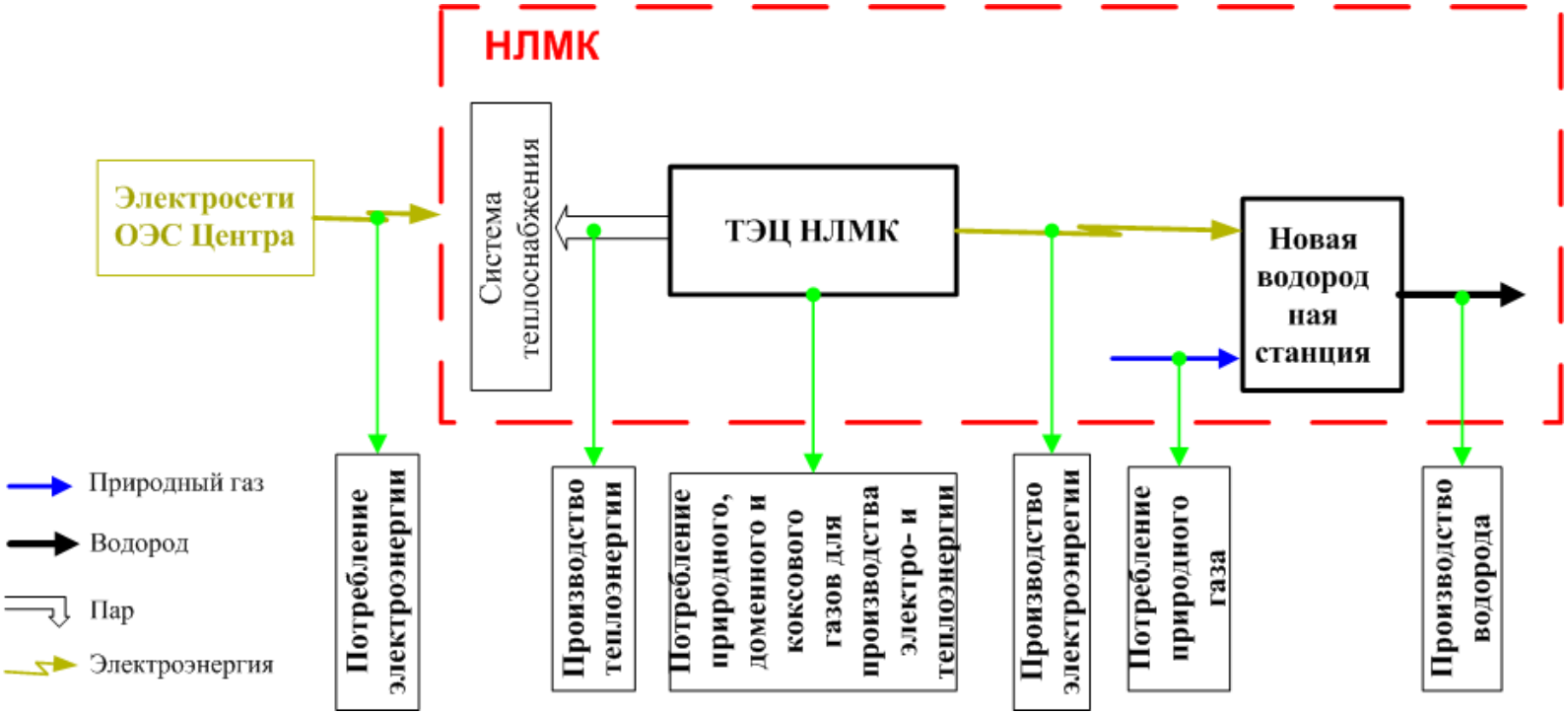
Принципиальная схема мониторинга для подпроекта 1 приведена на Рисунке В.1.1.

Рисунок В.1.1: Принципиальная схема мониторинга для подпроекта 1



Подпроект 2. Ввод в эксплуатацию установки для получения водорода методом парового риформинга природного газа
Принципиальная схема мониторинга для подпроекта 2 приведена на Рисунке В.1.2.

Рисунок В.1.2: Принципиальная схема мониторинга для подпроекта 2



Описание процедуры сбора данных по измеряемым параметрам приведено ниже.

Потребление природного и доменных газов
Данные параметры измеряются газовыми счетчиками АИИСДУ «Энерго», установленными на газосмесительной станции Производства горячего проката и на Водородной станции № 3 (здесь - потребление только природного газа). Данные автоматически (ежеминутно) передаются и АИИСДУ «Энерго». Для целей мониторинга, Центр энергосбережения (ЦЭС) извлекает их из системы, обрабатывает и архивирует.

Низшая теплотворная способность природного газа
Поставщик природного газа ежемесячно предоставляет паспорт на природный газ (с указанием значения его низшей теплотворной способности - НТС). Отдел закупок энергоресурсов архивирует их и направляет копии в ЦЭС, который обрабатывает данные и архивирует их для целей мониторинга.

Низшая теплотворная способность доменного газа
Состав газ измеряется газоаналитической системой «Гранат». Далее данные автоматически передаются в АИИСДУ «Энерго», где значение НТС доменного газа рассчитывается исходя из данных по составу газа, и архивируются в электронной базе АИИСДУ «Энерго». Для целей мониторинга, Центр энергосбережения (ЦЭС) извлекает их из системы, обрабатывает и архивирует для целей мониторинга.

Объем выработки (утилизации) тепла на нагревательных печах Производства горячего проката - ПГП (отпуск пара)
Тепло уходящих от нагревательных печей газов утилизируется котлами-утилизаторами (КУ) и системой испарительного охлаждения (СИО, нагревательные печи №№ 1 и 2). Оно измеряется измерительными приборами (измеряемые параметры – температура, давление и перепад давления) ИИСДУ “Тепло”. Эта система рассчитывает объем пара от КУ и СИО и автоматически передает данные в АИИСДУ «Энерго», где количество сгенерированного тепла рассчитывается и архивируется в базе данных. Центр энергосбережения (ЦЭС) извлекает их из системы, обрабатывает и архивирует для целей мониторинга.

Производство стали (отпуск) в ПГП
Объем произведенной стали измеряется на весах «ССМ-3» где данные обрабатываются и архивируются. Далее персонал ПГП передает данные в ЦЭС в электронном виде, которые затем вводятся в базу данных АИИСДУ «Энерго». Центр энергосбережения (ЦЭС) извлекает их из системы, обрабатывает и архивирует для целей мониторинга.

Потери стали в ПГП
Образовавшаяся окалина (потери стали) передается на агломерационный цех. В данном цеху величина технологических потерь стали измеряется взвешиванием на весах «ССМ-3». Далее персонал цеха передает данные в ЦЭС в электронном виде, которые затем вводятся в базу данных АИИСДУ «Энерго». Центр энергосбережения (ЦЭС) извлекает их из системы, обрабатывает и архивирует для целей мониторинга.

Производство водорода на Водородной станции № 3
Данный параметр измеряется газовыми счетчиками ИИСДУ «Газ» установленными на Водородной станции № 3. Данные автоматически передаются в АИИСДУ «Энерго» и архивируется в базе данных. Центр энергосбережения (ЦЭС) извлекает их из системы, обрабатывает и архивирует для целей мониторинга.

Потребление мазута, природного, коксового и доменного газов для генерации электрической и тепловой энергии на ТЭЦ НЛМК
Топливо всех типов измеряется соответствующими измерительными приборами (ИИСДУ «Газ» для природного, коксового и доменного газов). Данные автоматически (потребление газов) и вручную (потребление мазута) передаются в базу данных АИИСДУ «Энерго» где архивируется. Далее общее количество потребляемого топлива разделяется в соответствии методологией[2] на производство[3]:

- Электрической энергии;
- Тепловой энергии;
- Другой продукции (например, доменное дутье).

Эти данные также архивируется в базе данных АИИСДУ «Энерго». Центр энергосбережения (ЦЭС) извлекает их из системы, обрабатывает и архивирует для целей мониторинга.

Суммарное количество тепловой энергии генерируемой на ТЭЦ НЛМК
Данный параметр измеряется измерительными приборами (измеряемые параметры – температура, давление и перепад давления) ИИСДУ “Тепло”. Затем данные автоматически передаются в АИИСДУ «Энерго», где количество сгенерированного тепла рассчитывается и архивируется в базе данных. Центр энергосбережения (ЦЭС) извлекает их из системы, обрабатывает и архивирует для целей мониторинга.

Суммарный отпуск электрической энергии с ТЭЦ НЛМК
Данный параметр рассчитывается как разность генерируемой электроэнергии и потреблением электрической энергии на собственные нужды ТЭЦ НЛМК. Оба параметра измеряются измерительными приборами АИИСКУЭ. Далее данные автоматически передаются в базу данных АИИСДУ «Энерго» где архивируется. Центр энергосбережения (ЦЭС) извлекает их из системы, обрабатывает и архивирует для целей мониторинга.

Суммарное количество электрической энергии потребляемой на НЛМК из внешних электросетей
Данный параметр измеряется измерительными приборами АИИСКУЭ. Далее данные автоматически передаются в базу данных АИИСДУ «Энерго» где архивируется. Центр энергосбережения (ЦЭС) извлекает их из системы, обрабатывает и архивирует для целей мониторинга.

[2] Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования (РД 34.08.552-95), утверждены Минтопэнерго РФ 27 ноября 1995 года

[3] Соответствующая программа расчета в АИИСДУ «Энерго»

B.1.2. Типы оборудования для мониторинга

Для предлагаемого проекта существуют два типа параметров, подлежащих мониторингу:

- Измеряемые непосредственно на площадках, реализованных подпроектов;
- Используемые для оценки коэффициентов (факторов):
  - Коэффициент снижения объема пара (1,3 МПа) потребляемого на НЛМК по сравнению с 2002 годом,
  - средневзвешенный CO_2 фактор эмиссии для потребляемой электроэнергии,
  - CO_2 фактор эмиссии для тепловой энергии генерируемой на ТЭЦ НЛМК.

Первый тип включает в себя следующие параметры:

Для подпроекта 1:

- Объем выработки стали в печах №№ 1-5;
- Величина потерь стали;
- Потребление природного и доменного газов в нагревательных печах №№ 1-5;
- Низшая теплотворность доменного газа;
- Объем выработки тепла на ТЭЦ «НЛМК» и в котлах-утилизаторах печей №№ 1-5;

Для подпроекта 2:

- Объем получаемого водорода на новой установке;
- Потребление природного газа на новой установке для получения водорода;
- Потребление электроэнергии на новой установке для получения водорода.

Значения данных параметров напрямую используются для расчета эмиссии парниковых газов, как в проектном сценарии, так и в базовой линии. Измерение каждого из параметров осуществляется соответствующим измерительным устройством. Тип, серийный номер и другая информация об измерительном устройстве представлена в таблице B.1.2.1.

B.1.2.1. Таблица с информацией об используемом оборудовании (вкл. тип, серийный номер, информацию о погрешности конкретных устройств, дату последней калибровки, поверочную организацию, потребности в изменениях и заменах):

Идентификационный номер	Тип оборудования	Единицы	Наименование измерительного прибора	Серийный номер	Показатель точности	Поверочная организация	Дата установки	Дата последней проверки	Дата следующей проверки
Подпроект 1. Реконструкция нагревательных печей №№ 4 и 5 Производства горячего проката									
1.1	**Объем природного газа сжигаемого в нагревательных печах ПГП**								
	Сужающее устройство	-	-	БД-9171	-	ЦМЛ	2007	Февраль 2011	Февраль 2012
	Температура	^{0}C	ТСМ-3222	52-1-0201	S	ЦМЛ	2008	2007[4]	2012
			ИП-S10	12015	0.5	ЦМЛ	2008	Май 2010	Май 2011
	Перепад давления	кгс/м^2	METRAN	386437	0.5	ЦМЛ	2008	Май 2009	Май 2011
			METRAN	393795	0.5	ЦМЛ	2008	Май 2009	Май 2011
			SITRANS	9417301	0.5	ЦМЛ	2008	Октябрь 2010	Октябрь 2012
			F1760	1101	0.5	ЦМЛ	2008	Май 2010	Май 2011
	Давление	кгс/м^2	METRAN	386964	0.5	ЦМЛ	2008	Май 2009	Май 2011
			F1760	1121	0.5	ЦМЛ	2008	Май 2010	Май 2011
1.2	**Объем доменного газа сжигаемого в нагревательных печах ПГП**								
	Сужающее устройство	-	-	ДД-3920	-	ЦМЛ	2007	Июнь 2010	Июнь 2011
	Температура	^{0}C	ТСМ-3222	52-31-0203	S	ЦМЛ	2008	2007[5]	2012
			ИП-S10	05085	0.5	ЦМЛ	2008	Май 2010	Май 2011
	Перепад давления	кгс/м^2	METRAN	393794	0.5	ЦМЛ	2008	Май 2009	Май 2011
			METRAN	393793	0.5	ЦМЛ	2008	Май 2009	Май 2011
			F1760	1100	0.5	ЦМЛ	2008	Май 2010	Май 2011
	Давление	кгс/м^2	METRAN	390177	0.5	ЦМЛ	2008	Май 2009	Май 2011
			F1760	1124	0.5	ЦМЛ	2008	Май 2010	Май 2011

[4] Год производства и первичной поверки. Межповерочный интервал – 5 лет.

[5] Год производства и первичной поверки. Межповерочный интервал – 5 лет.

Индентификационный номер	Тип оборудования	Единицы	Наименование измерительного прибора	Серийный номер	Показатель точности	Поверочная организация	Дата установки	Дата последней проверки	Дата следующей проверки
1.3	**Низшая теплотворная способность доменного газа**								
	Газоанализатор	%	Гранат	14	0.2	ЦМЛ	2001	Июнь 2010	Июнь 2011
1.4	**Производство стали (отпуск) в ПГП**								
	Весы	тонна	S 2031	2000-439	-	ЦМЛ	2000	Март 2011	Март 2012
1.5	**Потери стали в ПГП**								
	Весы	тонна	-	52	-	ЦМЛ	2003	Июнь 2010	Июнь 2011
1.6	**Объем выработки (утилизации) тепла от КУ**								
	Сужающее устройство	-	-	БД-9359	-	ЦМЛ	2007	Январь 2011	Январь 2012
	Регистратор	-	А-543	40195	0.5	ЦМЛ	2008	Январь 2010	Январь 2011
	Температура	^{0}C	Ш-78	0688	0.4	ЦМЛ	2008	Январь 2010	Январь 2011
			ТХК	49-311543	2	ЦМЛ	2008	Июль 2009	Июль 2010
	Перепад давления	кгс/м^2	Сапфир	406940	0.5	ЦМЛ	2008	Июль 2009	Июль 2010
			БИК-1	0182	0.5	ЦМЛ	2008	Июль 2010	Июль 2011
	Давление	кгс/м^2	Сапфир	406857	0.5	ЦМЛ	2008	Июль 2009	Июль 2010
	Объем выработки (утилизации) тепла от СИО								
	Сужающее устройство	-	-	КД-6599	-	ЦМЛ	2002	Октябрь 2010	Октябрь 2011
	Температура	^{0}C	ТХК/41	12-31-0066	-	ЦМЛ	2000	Ноябрь 2009	Ноябрь 2011
			ИП-S10	04053	0.5	ЦМЛ	2000	Ноябрь 2010	Ноябрь 2011
			М1730	038720	1.0	ЦМЛ	2003	Ноябрь 2010	Ноябрь 2011
	Перепад давления	кгс/м^2	Сапфир	4095	0.5	ЦМЛ	2000	Ноябрь 2010	Ноябрь 2012
			М1730	003267	1.0	ЦМЛ	2003	Ноябрь 2010	Ноябрь 2011
	Давление	кгс/м^2	Сапфир	202623	0.5	ЦМЛ	2000	Ноябрь 2010	Ноябрь 2012
			М1730	018051	1.0	ЦМЛ	2003	Ноябрь 2010	Ноябрь 2011
Подпроект 2. Ввод в эксплуатацию установки для получения водорода методом парового риформинга природного газа									
1.7	**Объем природного газа, потребляемого на Водородной станции № 3**								
	Сужающее устройство	-	-	КД-8314	-	ЦМЛ	2009	Октябрь 2009	Октябрь 2014
	Температура	^{0}C	ТСМУ	1	0.5	ЦМЛ	2004	Март 2011	Март 2013

Индентификационный номер	Тип оборудования	Единицы	Наименование измерительного прибора	Серийный номер	Показатель точности	Поверочная организация	Дата установки	Дата последней проверки	Дата следующей проверки
	Перепад давления	кгс/м^2	METRAN	70499	0.5	ЦМЛ	2004	Март 2011	Март 2013
	Давление	кгс/м^2	METRAN	70484	0.5	ЦМЛ	2004	Март 2011	Март 2013
1.8	**Объем электроэнергии, потребляемой на Водородной станции № 3**								
	Электросчетчик	МВтч	СЭТ-3р-01-09А	083622	-	ЦМЛ	1991	Октябрь 2009	Октябрь 2014
	Производство водорода на Водородной станции № 3								
1.9	Сужающее устройство	-	-	КД -8315	-	ЦМЛ	2004	Январь 2009	Январь 2014
	Температура	^{0}С	ТСМУ -3222	3	0.5	ЦМЛ	2004	Апрель 2009	Апрель 2011
	Перепад давления	кгс/м^2	DELTABAR	9907710109	0.5	ЦМЛ	2009	Февраль 2011	Февраль 2013
	Давление	кгс/м^2	METRAN	70483	0.5	ЦМЛ	2004	Апрель 2009	Апрель 2011
	Перепад давления	кгс/м^2	METRAN	70500	0.5	ЦМЛ	2004	Апрель 2009	Апрель 2011
1.10	Сужающее устройство	-	-	КД -9551[6]	-	ЦМЛ	2009	Октябрь 2009	Октябрь 2009
	Температура	^{0}С	ТСМУ -3222	11	0.5	ЦМЛ	2009	Декабрь 2009	Декабрь 2011
	Перепад давления	кгс/м^2	DELTABAR S	AA05430109D	0.5	ЦМЛ	2009	Декабрь 2009	Декабрь 2011
	Давление	кгс/м^2	CERABAR M	8801C701022	0.5	ЦМЛ	2009	Декабрь 2009	Декабрь 2011

Второй тип включает в себя следующие параметры:

Для подпроекта 1:
- Объем выработки тепла на ТЭЦ «НЛМК»;
- Расход топлива на выработку тепла ТЭЦ «НЛМК»;
- Потребление пара (1.3 МПа) на НЛМК.

Для подпроекта 1:
- Общее потребление электроэнергии, получаемой НЛМК от внешних электросетей;

[6] До 2009 года существовала одна линия по учету отпуска водорода (измерительное устройство КД-8315). После реконструкции в 2009 году была введена в эксплуатацию байбасная линия (для учета малых объемов производства водорода) и, соответственно, новое дополнительное измерительное устройство КД-9551.

- Объем отпуска электроэнергии потребителям от ТЭЦ «НЛМК»;
- Расход топлива на производство электроэнергии на ТЭЦ «НЛМК»;
- Объем выработки тепла на ТЭЦ «НЛМК»;
- Расход топлива на выработку тепла ТЭЦ «НЛМК».

Все значения этих параметров используются для расчета коэффициентов, которые в свою очередь используются для расчета выбросов в проектном сценарии и базовой линии. Параметры определяются как сумма показаний нескольких измерительных устройств в разных цехах и подразделениях НЛМК и далее рассчитываются (для некоторых параметров) в соответствии утвержденными процедурами (например, потребление топлива на генерации электрической и тепловой энергии, см. раздел B.1). Все измерительные приборы, входящие в соответствующие информационно-измерительные системы, поверены (см. раздел B.1). Наименование, место установки и другая информация об данных измерительных системах приведены в таблице B.1.2.2.

B.1.2.2. Таблица с информацией об используемом оборудовании для второго типа параметров:

Индентификационный номер	Наименова-ние параметра	Единицы измерения	Место установки	Измерительная система	Номер сертификата Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии	Регистрационный номер в Государственном регистре средств измерений	Комментарии
2.1	Потребление пара (1.3 МПа) на НЛМК	ГДж	Более 25 цехов и подразделений НЛМК	ИИСДУ “Тепло”	RU.E.29.138.A № 40684 от 10.10.10	45096-10	-
2.2	Расход топлива на выработку тепла ТЭЦ «НЛМК»	тут	ТЭЦ «НЛМК»	ИИСДУ “Газ”	RU.E.29.085.A № 33410 от. 04.12.06	39102-06	Данные параметры рассчитывается в соответствии с Методическими указаниями по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования (РД 34.08.552-95), утверждены Минтопэнерго РФ 27 ноября 1995 года
2.3	Расход топлива на производство электроэнергии на ТЭЦ «НЛМК»	тут					
2.4	Объем выработки тепла на	ГДж	ТЭЦ «НЛМК»	ИИСДУ	RU.E.29.138.A	45096-10	-

	ТЭЦ «НЛМК»			“Тепло”	№ 40684 от 10.10.10		
2.5	Отпуск электроэнергии от ТЭЦ «НЛМК»	МВтч	Практически все цеха и подразделения НЛМК, включая ТЭЦ «НЛМК»	АИИСКУЭ	RU.E. 29.085.A № 22110 от 08.11.05	30279-05	Данный параметр рассчитывается как разность генерируемой электроэнергии и потреблением электрической энергии на собственные нужды ТЭЦ НЛМК
2.6	Потребление электроэнергии на НЛМК от внешних электросетей	МВтч					-

B.1.3. Поверочные процедуры

Все измерительные приборы внесены в автоматическую информационную систему «Метрология». Калибровка измерительных приборов выполняется в соответствии с графиком калибровки. Контроль за калибровкой осуществляется Отделом контрольно-измерительных приборов и автоматики. Обычно измерительные приборы калибруются Центральной метрологической лабораторией НЛМК (ЦМЛ), которая аккредитована в соответствии с национальным законодательством.

B.1.4. Участие третьих сторон:

Поверку и калибровку измерительных приборов обычно выполняет ЦМЛ или другая компания, обладающая необходимой квалификацией, опытом и оборудованием.

B.2. Сбор данных (накопленные данные за весь период мониторинга):

B.2.1. Список фиксированных значений по умолчанию и задаваемых по прогнозу показателей базовой линии:

Параметр	Обозначен	Источник	Единицы	Значение
Значения по умолчанию				
Фактор эмиссии для природного газа	$EF_{NG,y}$	Руководство по национальной инвентаризации парниковых газов, Том 2: Энергия, Раздел 4: Стационарное сжигания (с изменениями в апреле 2007) МГЭИК, 2006	$тCO_2$/ГДж	0.0561
Фактор эмиссии для коксового газа	$EF_{COG,y}$		$тCO_2$/ГДж	0.0444
Фактор эмиссии для доменного газа	$EF_{BFG,y}$		$тCO_2$/ГДж	0.2596
Фактор эмиссии для мазута	$EF_{HFO,y}$		$тCO_2$/ГДж	0.0774
Фактор эмиссии для производства конвертерной стали	$EF_{BOF,y}$	Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 3: Industrial Processes and Product Use,	$тCO_2$/ тонн стали	1.46

Параметр	Обозначен	Источник	Единицы	Значение
		Chapter 4: Metal Industry Emissions, ИПСС, 2006		
Фиксированные параметры для подпроекта 1				
Удельный расход топлива	$SFC_{sp1,BL}$	Приложение 2 ПТД	ГДж/тонна стали	2.83
Удельная выработка тепла на 1 ГДж расхода топлива	$SHG_{sp1,BL}$		ГДж/ГДж	0.061
Потери стали	$SWM_{sp1,BL}$		тонн/тонн стали	0.022
Потребление пара (1.3 МПа) на НЛМК в 2002 году	HC_{2002}	Раздел D.1.1.2 ПТД	Гкал	1,127,339
Фиксированные параметры для подпроекта 2				
Удельный расход электроэнергии	$SEC_{sp2,BL}$	Приложение 2 ПТД	МВтч/1000 м^3 водорода	5.48
Удельный расход пара	$SSC_{sp2,BL}$		ГДж /1000 м^3 водорода	3.93
CO_2 фактор эмиссии для потребления электроэнергии[7]	$EF_{grid,y}$		тCO_2/МВтч	0.526

B.2.2. Список переменных:

Таблица B.2.2.1: Переменные подлежащие мониторингу

Переменная	Обозначение	Единицы измерения	Измерено (m), рассчитано (c), оценено (e)	Периодичность регистрации	Источник	Идентификационный номер используемых измерительных приборов (согласно таблицам B.1.2.1 и 1.2.2)
Реконструкция нагревательных печей №№ 4 и 5 Производства горячего проката						

[7] Этот параметр используется в формуле 12. В Приложении 2 ПТД он приведен как $EF_{CO2,ELEC}$

Переменная		**Обозначение**	**Единицы измерения**	**Измерено (m), рассчитано (c), оценено (e)**	**Периодичность регистрации**	**Источник**	**Идентификационный номер используемых измерительных приборов (согласно таблицам B.1.2.1 и 1.2.2)**
Объем природного газа (*i*=NG) сжигаемого в печах ПГП	Ежегодно	$FC_{sp1i,y}$	1000 м^3	m	Постоянно	Электронная база данных АИИСДУ «Энерго»	1.1
	Ежемесячно	$FC_{sp1i,m,y}$					
Объем доменного газа (*i*=BFG) сжигаемого в печах ПГП	Ежегодно	$FC_{sp1i,y}$	1000 м^3	m	Постоянно		1.2
	Ежемесячно	$FC_{sp1i,m,y}$					
Низшая теплотворная способность на единицу объема природного газа (*i*=NG) в месяце *m* в году *y*		$NCV_{i,m}$	ГДж/м^3	e	Ежемесячно	НТС природного газа предоставляется поставщиком ежемесячно	-
Низшая теплотворная способность на единицу объема доменного газа (*i*=BFG) в месяце *m* в году *y*		$NCV_{i,m}$	ГДж/м^3	m/c	Ежемесячно	Электронная база данных АИИСДУ «Энерго»	1.3
Количество стали нагреваемой (отпуск стали) в печах ПГП в году *y*		$PS_{sp1PJ,y}$	тонны	m	Постоянно		1.4
Потери стали в печах ПГП в проектном сценарии в году *y*		$WM_{sp1,PJ}$	тонны	m	Постоянно		1.5
Тепло генерируемое (утилизированное) в печах ПГП в году *y*		$HG_{sp1PJ,y}$	ГДж	m	Постоянно		1.6
Суммарное количество топлива *i* (*i*=NG для природного газа, *i*=BFG для доменного газа, *i*=COG для коксового газа, *i*=HFO для мазута)		$FC_{hg,\ i,y}$	тут[8]	m/c	Ежегодно	Электронная база данных АИИСДУ «Энерго»	2.2

[8] Тонна условного топлива

Переменная	**Обозначение**	**Единицы измерения**	**Измерено (m), рассчитано (c), оценено (e)**	**Периодичность регистрации**	**Источник**	**Идентификационный номер используемых измерительных приборов (согласно таблицам B.1.2.1 и 1.2.2)**
сжигаемого на ТЭЦ НЛМК для генерации теплоэнергии в году *y*						
Объем теплоэнергии, генерируемой (отпуск тепла) на ТЭЦ НЛМК в году *y*	$HG_{CHPP,y}$	ГДж	m/c	Ежегодно		2.4
Потребление пара (1.3 МПа) на НЛМК в году *y*	HC_y	ГДж	m	Постоянно		2.1
Подпроект 2. Ввод в эксплуатацию установки для получения водорода методом парового риформинга природного газа						
Годовое потребление природного газа на Водородной станции № 3 в году *y*	$FC_{sp2,PJ,NG,y}$	1000 м^3	m	Постоянно	Электронная база данных АИИСДУ «Энерго»	1.7
Годовое потребление электроэнергии на Водородной станции № 3 в году *y*	$EC_{sp2,PJ,y}$	МВтч	m	Постоянно		1.8
Годовой объем производства водорода на Водородной станции № 3 в году *y*	PH_y	1000 м^3	m	Постоянно		1.9-1.10
Суммарное количество топлива *i* (*i*=NG для природного газа, *i*=BFG для доменного газа, *i*=COG для коксового газа, *i*=HFO для мазута) сжигаемого на ТЭЦ НЛМК для генерации электроэнергии в году *y*	$FC_{eg,\ i,y}$	тут	m/c	Ежегодно		2.3
Объем электроэнергии (отпуск электроэнергии) генерируемой ТЭЦ НЛМК в году *y*	$EG_{CHPP,y}$	МВтч	m	Ежегодно		2.5
Потребление электроэнергии на НЛМК из внешних электросетей в году *y*	$EC_{grid,y}$	МВтч	m	Ежегодно		2.6

***B.2.3.* Данные по выбросам парниковых газов, с разбивкой по источникам, в ходе реализации проекта:**

Переменная	Обозначение	Единицы измерения	Значения		
			2008	2009	2010
Реконструкция нагревательных печей №№ 4 и 5 Производства горячего проката					
Объем природного газа (*i*=NG) сжигаемого в печах ПГП	$FC_{sp1i,y}$	1000 м^3	256,504	255,092	280,214
Объем доменного газа (*i*=BFG) сжигаемого в печах ПГП	$FC_{sp1i,y}$	1000 м^3	245,719	266,397	277,893
Количество стали нагреваемой (отпуск стали) в печах ПГП в году *y*	$PS_{sp1PJ,y}$	тонны	4,786,139	4,760,291	5,192,861
Суммарный объем природного газа сжигаемого ТЭЦ НЛМК для производства тепловой энергии (*i*= NG)	$FC_{hg,\ i,y}$	тут	124,998	154,946	164,481
Суммарный объем доменного газа сжигаемого ТЭЦ НЛМК для производства тепловой энергии (*i*= BFG)	$FC_{hg,\ i,y}$	тут	291,389	283,702	312,244
Суммарный объем коксового газа сжигаемого ТЭЦ НЛМК для производства тепловой энергии (*i*= COG)	$FC_{hg,\ i,y}$	тут	195,173	94,290	104,053
Суммарный объем мазута сжигаемого ТЭЦ НЛМК для производства тепловой энергии (*i*= HFO)	$FC_{hg,\ i,y}$	тут	1,521	3,196	914
Объем теплоэнергии, генерируемой (отпуск тепла) на ТЭЦ НЛМК в году *y*	$HG_{CHPP,y}$	ГДж	14,268,135	13,825,032	14,423,448
Тепло генерируемое (утилизированное) в печах ПГП в году *y*	$HG_{sp1PJ,y}$	ГДж	1,043,560	629,350	760,536
Потребление пара (1.3 МПа) на НЛМК в году *y*	HC_y	ГДж	3,282,673	2,843,212	3,102,276
Подпроект 2. Ввод в эксплуатацию установки для получения водорода методом парового риформинга природного газа					
Годовое потребление природного газа на ВС № 3 в году *y*	$FC_{sp2,PJNG,y}$	1000 м^3	18,336	8,702	7,467
Годовое потребление электроэнергии на ВС № 3 в году *y*	$EC_{sp2,PJy}$	МВтч	4,752	3,353	2,580
Суммарный объем природного газа сжигаемого ТЭЦ НЛМК для производства электрической энергии (*i*= NG)	$FC_{eg,\ i,y}$	тут	195,424	225,649	250,290
Суммарный объем доменного газа сжигаемого ТЭЦ НЛМК для производства электрической энергии (*i*= BFG)	$FC_{eg,\ i,y}$	тут	455,563	413,158	475,140
Суммарный объем коксового газа сжигаемого ТЭЦ НЛМК для производства электрической энергии (*i*= COG)	$FC_{eg,\ i,y}$	тут	305,138	137,316	158,338
Суммарный объем мазута сжигаемого ТЭЦ НЛМК для производства электрической энергии (*i*= HFO)	$FC_{eg,\ i,y}$	тут	2,379	4,655	1,390

Переменная	Обозначение	Единицы измерения	Значения		
			2008	2009	2010
Объем электроэнергии генерируемой ТЭЦ НЛМК в году *y*	$EG_{CHPP,y}$	МВтч	2,001,374	1,870,000	2,041,321
Потребление электроэнергии на НЛМК из внешних электросетей в году *y*	$EC_{grid,y}$	МВтч	2,966,975	2,344,462	2,771,943

B.2.4. Данные по базовой линии выбросов парниковых газов, с разбивкой по источникам:

Переменная	Обозначение	Единицы измерения	Значения		
			2008	2009	2010
Реконструкция нагревательных печей №№ 4 и 5 Производства горячего проката					
Количество стали нагреваемой (отпуск стали) в печах ПГП в году *y*	$PS_{sp1PJ,y}$	тонны	4,786,139	4,760,291	5,192,861
Объем природного газа сжигаемого в печах ПГП (*i*=NG)	$FC_{sp1i,y}$	1000 м^3	256,504	255,092	280,214
Объем доменного газа сжигаемого в печах ПГП (*i*=BFG)	$FC_{sp1i,y}$	1000 м^3	245,719	266,397	277,893
Потери стали в печах ПГП в проектном сценарии в году *y*	$WM_{sp1,PJ}$	тонны	65,658	68,124	83,682
Подпроект 2. Ввод в эксплуатацию установки для получения водорода методом парового риформинга природного газа					
Годовой объем производства водорода на ВС № 3 в году *y*	PH_y	1000 м^3	42,458	18,553	14,083

B.2.5. Данные по утечкам:
Утечки в ПТД не идентифицированы, поэтому данный раздел не применяется.

B.2.6. Данные по воздействию на окружающую среду:
Предлагаемый проект подготовлен в соответствии с Российским законодательством, и все необходимые процедуры были проведены. Суммарные выбросы вредных веществ в период строительства были незначительны. Основными выбросами в период эксплуатации оборудования являются оксиды серы и азота. После ввода нового оборудования эти выбросы сократились (например, для подпроекта 1 – в два раза). Мониторинг выбросов проводится постоянно. Периодичность измерения оговаривается в томе о Максимальных допустимых выбросах, утверждённых «Ростехнадзором» РФ (Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору) и «Роспотребнадзором» (Федеральная служба по надзору в сфере защиты прав потребителей и условий жизни людей). График осуществления контроля за источниками выбросов (включая источники предлагаемых подпроектов) ежегодно утверждается «Ростехнадзором» (с 2010 Росприроднадзором).

B.3. Журнал аварийных событий:
За текущий период мониторинга аварийных событий зарегистрировано не было.

РАЗДЕЛ С. Меры по обеспечению и контролю качества

С.1. Документированные процедуры и план управления:

С.1.1. Роли и ответственность:

Следующие подразделения НЛМК обеспечивают регистрацию данных необходимых для данного отчета по мониторингу:

- Производство горячего проката;
- Газовый цех
- ТЭЦ НЛМК,
- Доменный цех,
- Коксовый цех,
- Департамент закупок энергоресурсов.

Данные автоматически или вручную (персоналом цеха) передаются в АИИСДУ «Энерго». Эта процедура регулируется «Регламентом взаимодействия подразделений при эксплуатации «Информационно-измерительной системы диспетчеризации и учета энергоресурсов комбината» (далее Регламент), утвержденной приказом Президента НЛМК от 25.03.2011 № 242.

Центр энергосбережения извлекает данные из базы данных системы, собирает и архивирует их для целей мониторинга.

Имя ответственного лица:
Артур Перепелица, Гл. специалист Центра энергосбережения.

С.1.2. Программа обучения:

Технические специалисты поставщика нового оборудования проводили обучение сотрудников «НЛМК» (инженерно-технического, оперативного и обслуживающего персонала) во время проведения пуско-наладки на месте производства проектных работ. Также персонал периодически повышает квалификацию в Корпоративном центре НЛМК и в других организациях. Также Global Carbon BV провело подготовку персонала по процедурам мониторинга и расчета сокращенных выбросов в период подготовки данного отчета.

С.2. Участие третьих сторон:

НТС природного газа определяется в лаборатории поставщика природного газа.

С.3. Меры по осуществлению внутреннего аудита и контроля:

Регламент определяет порядок и периодичность внутренних проверок всех измеряемых параметров на НЛМК, включая параметры проекта и базовой линии предлагаемого проекта. Также Балансовая комиссия НЛМК (Положение о балансовой энергетической комиссии ОАО «НЛМК», утвержденное приказом Президента НЛМК от 25.03.2011 № 242) проверяет ежемесячные отчеты подразделений НЛМК и если необходимо вносит коррективы.

С.4. Процедуры поиска неисправностей:

Приложение 5 “Методика корректировки данных при плановых и аварийных отключениях средств измерений энергоресурсов и электроэнергии по поданным извещениям в ИИСДУ «Энерго» Регламента определяет необходимые процедуры для всех измеряемых параметров на НЛМК, включая параметры проекта и базовой линии предлагаемого проекта.

РАЗДЕЛ Е. Расчет сокращенных выбросов

Е.1. Расчет выбросов в проектном сценарии

Годовой объем проектных выбросов (PE_y) вычисляется следующим образом:

$$PE_y = \sum_{i}^{2} PE_{spi,y} \qquad (1)$$

Где:

PE_y - годовой объем проектных выбросов в году *y*, ($тCO_2$);

$PE_{spi,y}$ - годовой объем проектных выбросов в ходе реализации подпроектов 1 и 2 в году *y*, ($тCO_2$);

Годовой объем проектных выбросов в ходе реализации подпроекта 1:

$$PE_{sp1,y} = PE_{sp1_f,y} + PE_{sp1_h,y} \qquad (2)$$

Где:

$PE_{sp1_f,y}$ - годовой объем выбросов в ходе реализации подпроекта 1, связанных со сжиганием топлива в печах в году *y*, ($тCO_2$);

$PE_{sp1_h,y}$ - годовой объем выбросов в ходе реализации подпроекта 1, связанных с дополнительным объемом выработки тепла на ТЭЦ «НЛМК» в проектном сценарии в году *y*, ($тCO_2$);

$PE_{sp1_f,y}$ вычисляется следующим образом:

$$PE_{sp1_f,\ y} = \sum_{i} FC_{sp1,\ i,y} \times NCV_{i,y} \times EF_{fuel_i,y} \qquad (3)$$

Где:

$FC_{sp1i,y}$ - общий объем топлива вида *i*, сожженного в печах ПГП в году *y* ($м^3$);

$NCV_{i,y}$ - среднее значение низшей теплотворной способности единицы объема топлива вида*i* в году *y* (ГДж/1000 $нм^3$);

$EF_{fuel_i,y}$ - коэффициент МГЭИК выбросов CO_2 по умолчанию на единицу энергии топлива *i* в году *y* ($тCO_2$/ГДж).

$NCV_{i,y}$ получают следующим образом:

$$NCV_{i,y} = \sum_{m} (NCV_{i,m} \times FC_{sp1,i,m,y}) / \sum_{i} FC_{sp1,i,y} \qquad (4)$$

Где:

$NCV_{i,m}$ - низшая теплотворная способность единицы объема топлива вида *i* в месяце *m* в году *y* (ГДж/$м^3$);

$FC_{sp1i,m,y}$ - общий объем топлива вида *i*, сожженного в печах ПГП в месяце *m* года *y* ($м^3$);

m - месяц *m* года *y*.

$PE_{sp1_h,y}$ вычисляется следующим образом:

$$PE_{sp1_h,\ y} = HG_{sp1,y} \times EF_{hg,y} \qquad (5)$$

Где:

$EF_{hg,y}$ - коэффициент выбросов CO_2 в связи с выработкой тепла на ТЭЦ «НЛМК» в году *y* (тCO_2/ГДж);

$HG_{sp1,\ y}$ - тепловая энергия, дополнительно выработанная на ТЭЦ «НЛМК» в проектном сценарии, по сравнению с базовой линией, в году *y* (ГДж).

$EF_{hg,y}$ получают следующим образом:

$$EF_{hg,y} = \frac{\sum_i 29{,}308 \times FC_{hg,i,y} \times EF_{fuel_i,y}}{HG_{CHPP,y}} \qquad (6)$$

Где:

$FC_{hg,\ i,y}$ - общий объем топлива вида *i*, сожженного в ТЭЦ «НЛМК» при выработке тепла в году *y* (ТУТ);

$HG_{CHPP,y}$ - тепловая энергия, выработанная на ТЭЦ «НЛМК» в году *y* (ГДж);

29 308 - коэффициент преобразования тонны угольного эквивалента в ГДж (ГДж/тут).

$HG_{sp1,\ y}$ получают следующим образом:

$$HG_{sp1,\ y} = PS_{sp1,PJ,\ y} \times SFC_{sp1,BL} \times SHG_{sp1,BL} \times KOEF_{hg,y} - HG_{sp1,PJ,y} \qquad (7)$$

Где:

$PS_{sp1,PJ,y}$ - объем нагретой стали (выработки стали) в печах ПГП в году *y* (тонны);

$SFC_{sp1,BL}$ - удельный расход топлива на тонну стали по сценарию базовой линии (ГДж/тонна). Это фиксированное по прогнозу значение, см. Приложение 2;

$SHG_{sp1,BL}$ - удельный объем выработки (утилизации) тепла на ГДж сожженного топлива по сценарию базовой линии (ГДж/ГДж). Это фиксированное по прогнозу значение, см. Приложение 2;

$HG_{sp1,PJ,y}$ - объем выработки (утилизации) тепла в печах ПГП в году *y* (тонны);

$KOEF_{hg,y}$ - объем сокращения потребления пара (1,3 МПа) на «НЛМК», по сравнению с 2002 г., в году *y* (-);

$KOEF_{hg,y}$ получают следующим образом:

$$KOEF_{hg,y} = \frac{HC_y}{HC_{2002}} \qquad (8)$$

Где:

HC_y - объем потребления пара (1,3 МПа) на «НЛМК» в году *y* (ГДж);

HC_{2002} - объем потребления пара (1,3 МПа) на «НЛМК» в 2002 г. (равен 1 127 339 ГДж).

Годовой объем проектных выбросов в ходе реализации подпроекта 2:

$$PE_{sp2,y} = PE_{sp2_NG,y} + PE_{sp2,EC,y} \quad (9)$$

Где:

$PE_{sp2_NG,y}$ - годовой объем выбросов в ходе реализации подпроекта 2, связанных со сжиганием природного газа в году *y* ($тCO_2$);

$PE_{sp2,EC,y}$ - годовой объем выбросов в ходе реализации подпроекта 2, связанных с потреблением электроэнергии в году *y* ($тCO_2$).

$PE_{sp2_NG,y}$ получают следующим образом:

$$PE_{sp2,NG,\ y} = FC_{sp2,PJ,\ NG,y} \times NCV_{NG,y} \times EF_{NG,y} \quad (10)$$

Где:

$FC_{sp2,PJ,NG,y}$ - годовой расход природного газа в ходе реализации проекта в году *y* (1000 $нм^3$);

$NCV_{NG,y}$ - среднее значение низшей теплотворной способности единицы объема природного газа в году *y* (ГДж/1000 $нм^3$). Оно рассчитывается в соответствии с формулой 4;

$EF_{NG,y}$ - коэффициент МГЭИК выбросов CO_2 по умолчанию природного газа в году *y* ($тCO_2$/ГДж).

$PE_{sp2,EC,y}$ получают следующим образом:

$$PE_{sp2,EC,\ y} = EC_{sp2,PJ,\ y} \times EF_{ELEC,aver,y} \quad (11)$$

Где:

$EC_{sp2,PJ,y}$ - годовой объем потребления электроэнергии в ходе реализации проекта в году *y* (МВтч);

$EF_{ELEC,aver,y}$ - средневзвешенный коэффициент выбросов CO_2 в связи с потреблением электроэнергии ($тCO_2$/МВтч).

$EF_{ELEC,aver,y}$ получают следующим образом:

$$EF_{ELEC,aver,y} = w_{grid,y} \times EF_{grid,y} + w_{CHP,y} \times EF_{el_CHP,y} \quad (12)$$

Где:

$w_{grid,y}$ - часть объема потребления электроэнергии, которая поставляется энергосистемой, на «НЛМК» в году *y* (МВтч);

$EF_{grid,y}$ - коэффициент выбросов CO_2 в связи с потреблением электроэнергии ($тCO_2$/МВтч). Это фиксированное по прогнозу значение, см. Приложение 2;

$w_{CHP,y}$ - часть объема потребления электроэнергии, которая вырабатывается ТЭЦ «НЛМК» в году *y* (МВтч);

$EF_{el_CHP,y}$ - коэффициент выбросов CO_2 в связи с производством электроэнергии на ТЭЦ «НЛМК» по проекту в году *y* ($тCO_2$/МВтч).

$EF_{el_CHP,y}$ получают следующим образом:

$$EF_{el_CHP,y} = \frac{\sum_i 29{,}308 \times FC_{eg,\,i,y} \times EF_{fuel_i,y}}{EG_{CHPP,y}} \qquad (13)$$

Где:

$FC_{eg,\ i,y}$ - общий объем топлива вида *i*, сожженного в ТЭЦ «НЛМК» на выработку тепла в году *y* (тут);

$EG_{CHPP,y}$ - электроэнергия, выработанная на ТЭЦ «НЛМК» в проектном сценарии, по сравнению с базовой линией, в году *y* (МВтч).

$w_{grid,y}$ и $w_{CHP,y}$ вычисляются как:

$$w_{grid,y} = \frac{EC_{grid,y}}{(EC_{grid,y} + EG_{CHPP,y})} \qquad (14)$$

$$w_{CHP,y} = \frac{EG_{CHPP,y}}{(EC_{grid,y} + EG_{CHPP,y})} \qquad (15)$$

Где:

$EC_{grid,y}$ - суммарное потребление электроэнергии на НЛМК из внешних электросетей году *y* (МВтч).

Показатель	Единицы	2008	2009	2010	Всего
Проектная эмиссия для подпроекта 1	tCO_2	791 417	861 113	931 584	2 584 114
Проектная эмиссия для подпроекта 2	tCO_2	40 006	20 681	17 266	77 953
Проектные выбросы	**tCO_2**	**831 423**	**881 794**	**948 850**	**2 662 067**

E.2. Расчет выбросов в базовой линии

Годовой объем базовой линии выбросов (BE_y) вычисляется следующим образом:

$$BE_y = \sum_i^2 BE_{spi,y} \qquad (16)$$

Где:

BE_y - годовой объем базовой линии выбросов в году *y* ($тCO_2$);

$BE_{spi,y}$ - годовой объем базовой линии выбросов в ходе реализации подпроектов 1 и 2 в году *y* ($тCO_2$);

Годовой объем базовой линии выбросов в ходе реализации подпроекта 1:

$$BE_{sp1,y} = BE_{sp1_f,y} + BE_{sp1_s,y} \quad (17)$$

Где:

$BE_{sp1_f,y}$ - годовой объем базовой линии выбросов для подпроекта 1, связанных со сжиганием топлива в печах в году *y* ($тCO_2$);

$BE_{sp1_s,y}$ - годовой объем базовой линии выбросов для подпроекта 1, связанных с добавочным производством кислородно-конвертерной стали по сценарию базовой линии в году *y* ($тCO_2$);

$BE_{sp1_f,y}$ вычисляется следующим образом:

$$\mathrm{BE}_{\mathrm{sp1_f,y}} = \sum_{\mathrm{i}} (\mathrm{EF}_{\mathrm{fuel_i,y}} \times \frac{\mathrm{NCV}_{\mathrm{i,y}} \times \mathrm{FC}_{\mathrm{sp1,i,y}}}{\sum_{\mathrm{i}} (\mathrm{NCV}_{\mathrm{i,y}} \times \mathrm{FC}_{\mathrm{sp1,i,y}})} \times \mathrm{PS}_{\mathrm{sp1,PJ,y}} \times \mathrm{SFC}_{\mathrm{sp1,BL}}) \quad (18)$$

Где:

$FC_{sp1i,y}$ - общий объем топлива вида *i*, сожженного в печах ПГП по сценарию проекта в году *y* ($м^3$);

$NCV_{i,y}$ - среднее значение низшей теплотворной способности единицы объема топлива вида *i* в году *y* (ГДж/1000 $нм^3$). Оно определяется в соответствии с формулой 4;

$EF_{fuel_i,y}$ - коэффициент МГЭИК выбросов CO_2 по умолчанию на единицу энергии топлива *i* в году *y* ($тCO_2$/ГДж);

$PS_{sp1PJ,y}$ - объем нагретой стали (выработки стали) в печах ПГП в году *y* (тонны);

SFC_{sp1BL} - удельный расход топлива на тонну стали по сценарию базовой линии (ГДж/тонна). Это фиксированное по прогнозу значение, см. Приложение 2.

$BE_{sp1_s,y}$ вычисляется следующим образом:

$$BE_{sp1_s,y} = EF_{BOF,y} \times (SWM_{sp1,BL} \times PS_{sp1,PJ,y} - WM_{sp1,PJ}) \quad (19)$$

Где:

$EF_{BOF,y}$ - коэффициент выбросов CO_2 МГЭИК по умолчанию для конвертерной печи в году *y* ($тCO_2$/тонна стали).

$SWM_{sp1,BL}$ - удельные потери стали в печах на тонну стали, нагреваемой в печах ПГП (тонны/тонна стали). Это фиксированное по прогнозу значение, см. Приложение 2;

$WM_{sp1,PJ}$ - объем потерь стали в печах ПГП по проекту в году *y* (тонны).

Годовой объем базовой линии выбросов в ходе реализации подпроекта 2:

$$BE_{sp2,y} = BE_{sp2_e,\ y} + BE_{sp2_s,\ y} \quad (20)$$

Where:

$BE_{sp2_e,\ y}$ - годовой объем базовой линии выбросов для подпроекта 2, связанных с потреблением электроэнергии в году *y* ($тCO_2$);

$BE_{sp2_s,\ y}$ - годовой объем базовой линии выбросов для подпроекта 2, связанных с потреблением пара в году *y* ($тCO_2$);

$BE_{sp2_e,\ y}$ вычисляется следующим образом:

$$BE_{sp2_e,\ y} = EF_{ELEC,aver,y} \times SEC_{sp2,BL} \times PH_y \qquad (21)$$

Где:

$EF_{ELEC,aver,y}$ - средневзвешенный коэффициент выбросов CO_2 в связи с потреблением электроэнергии ($тCO_2$/МВтч). Он рассчитывается в соответствии с формулой 10.

$SEC_{sp2,BL}$ - удельное потребление электроэнергии на 1000 $м^3$ водорода, полученного на установках для электролиза (МВтч/1000 $м^3$). Это фиксированное по прогнозу значение, см. Приложение 2.

PH_y - годовой объем получаемого водорода на новой установке в году *y* (1000 $м^3$)

$BE_{sp2_s,\ y}$ вычисляется следующим образом:

$$BE_{sp2_s,\ y} = EF_{hg,y} \times SSC_{sp2,BL} \times PH_y \qquad (22)$$

Где:

$EF_{hg,y}$ - коэффициент выбросов CO_2 в связи с выработкой тепла на ТЭЦ «НЛМК» в году *y* ($тCO_2$/ГДж). Он рассчитывается в соответствии с формулой 6;

$SSC_{sp2,BL}$ - удельный расход пара на 1000 $м^3$ водорода, полученного на установках для электролиза (ГДж/1000 $м^3$). Это фиксированное по прогнозу значение, см. Приложение 2.

Показатель	Единицы	2008	2009	2010	Всего
Выбросы в базовой линии для подпроекта 1	$тCO_2$	1 070 984	1 080 829	1 145 696	3 297 509
Выбросы в базовой линии для подпроекта 2	$тCO_2$	288 435	138 254	102 082	528 771
Суммарные выбросы в базовой линии	**$тCO_2$**	**1 359 419**	**1 219 082**	**1 247 779**	**3 826 280**

E.3. Расчет утечек

Потенциальные утечки складываются из:

- Неконтролируемых выбросов CH_4 в процессе получения топлива, обработки, транспортировки и распределения природного газа;
- Передачи и распределения доменного газа на «НЛМК»;
- Потерь электроэнергии при ее передаче и распределении.

Как показано в Разделе B.3 ПТД, объем утечек в сценарии проекта меньше, чем в сценарии базовой линии для подпроектов 1 и 2, поэтому чтобы упростить расчет и в соответствии с консервативным подходом, данные выбросы не учитывались.

E.4. Расчет / таблица сокращенных выбросов

Объем сокращенных выбросов вычисляется следующим образом:

$$ER_y = BE_y - PE_y \qquad (23)$$

Где:

ER_y Сокращенные выбросы по проекту СО в году *y* ($тCO_2$);

BE_y Базовая линия выбросов в году *y* ($тCO_2$);

PE_y Проектные выбросы в году *y* ($тCO_2$).

Показатель	Единицы	2008	2009	2010	Всего
Базовая линия выбросов	$тCO_2$	1 359 419	1 219 082	1 247 779	**3 826 280**
Проектные выбросы	$тCO_2$	831 423	881 794	948 850	**2 662 067**
Утечки	$тCO_2$	0	0	0	0
Сокращенные выбросы	**$тCO_2$**	**527 996**	**337 288**	**298 929**	**1 164 213**