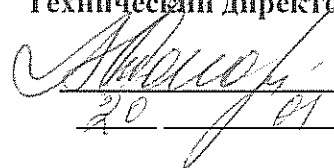


«УТВЕРЖДАЮ»
Технический директор ОАО «СТЗ»

Топоров В.А.
20 / 01 2010г.

Отчет по мониторингу выбросов парниковых газов

по Проекту Совместного Осуществления
«Реконструкция сталеплавильного производства
Северского трубного завода»
Свердловская область, Россия

Версия 03, 14 января 2010 года

Период мониторинга 01.01.2009 – 31.12.2009

Ответственные по Проекту и мониторингу:

Начальник СЭК ОАО «СТЗ»

Алексейчик А.В.

с/с Главный энергетик ОАО «СТЗ»

Широков В.С.

Начальник ЭСПЦ ОАО «СТЗ»

Житлухин Е.Г.

05 августа 2009 года

Содержание

1. Общие положения.....	3
2. Границы проекта, точки мониторинга	3
3. Сбор, обработка и хранение данных	10
4. Расчет эмиссий	19
Приложение 1 Расчет сетевого коэффициента эмиссии.....	25
Приложение 2 Расчет эмиссий ПГ за 2009 год по плану мониторинга	38

1. Общие положения

1.1. Данный отчет является результатом мониторинга ПСО «Реконструкция сталеплавильного производства Северского трубного завода», Свердловская область, Россия - за 2009 год. Мониторинг выполнен в строгом соответствии с планом мониторинга, изложенным в проектной документации (раздел D).

1.2. Горячий пуск (опробование) установленного по проекту комплекса ДСП состоялось в октябре 2008 года. С октября 2008 года оборудование выводится на проектную нагрузку. Таким образом, с 01.01.2009г. оборудование комплекса ДСП находится в эксплуатации и производило жидкую сталь, что дает основание провести мониторинг выбросов ПГ за 2009 год.

1.3. В строгом соответствии с планом мониторинга, изложенным в проектной документации (раздел D), разработан стандарт организации СТО ИСМ 46.03-2010 «Организация мониторинга эмиссии парниковых газов». Система осуществления мониторинга встроена в существующую на заводе систему сбора и обработки данных.

Стандарт устанавливает порядок сбора, верификации и обработки отчетных данных, а также ответственность должностных лиц, отвечающих за выполнение данной работы. Сбор, подготовку исходных данных для расчета осуществляют Отдел главного энергетика (ОГЭ) и Электросталеплавильный цех (ЭСПЦ); разработаны шаблоны отчетных форм для заполнения данными подразделениями. Начальную внутреннюю верификацию отчетных данных и расчет выбросов проводит Служба экологического контроля (СЭК). Независимый верификатор (консультант) оказывает предприятию услуги по внешней верификации как исходных данных, так и результатов расчетов. Распоряжением по подразделению (СЭК, ОГЭ, ЭСПЦ) назначаются лица, ответственные за выполнение действий по осуществлению мониторинга в подразделениях. Руководители подразделений несут ответственность за качество, полноту и достоверность предоставляемых сведений. Управление процессом мониторинга осуществляет СЭК. Начальник службы экологического контроля несет ответственность за качество и своевременность выполнения возложенных на службу задач и функций в области работ по мониторингу эмиссии ПГ. Технический директор несет ответственность за организацию работ по Проекту в целом.

В настоящее время Стандарт находится в стадии рассмотрения.

2. Границы проекта, точки мониторинга

2.1. Проект предусматривает мониторинг как проектных эмиссий, так и эмиссий по сценарию Исходных условий. Невозможность точно предсказать объем вылавки стали предприятием определяет необходимость ежегодного мониторинга этого параметра с пересчетом эмиссий по сценарию Исходных условий.

2.2. Пространственные границы проекта представлены на рис. 1.

2.3. Схема точек мониторинга представлена на рис. 2.

2.4. Описание параметров мониторинга представлено в таблице 1.

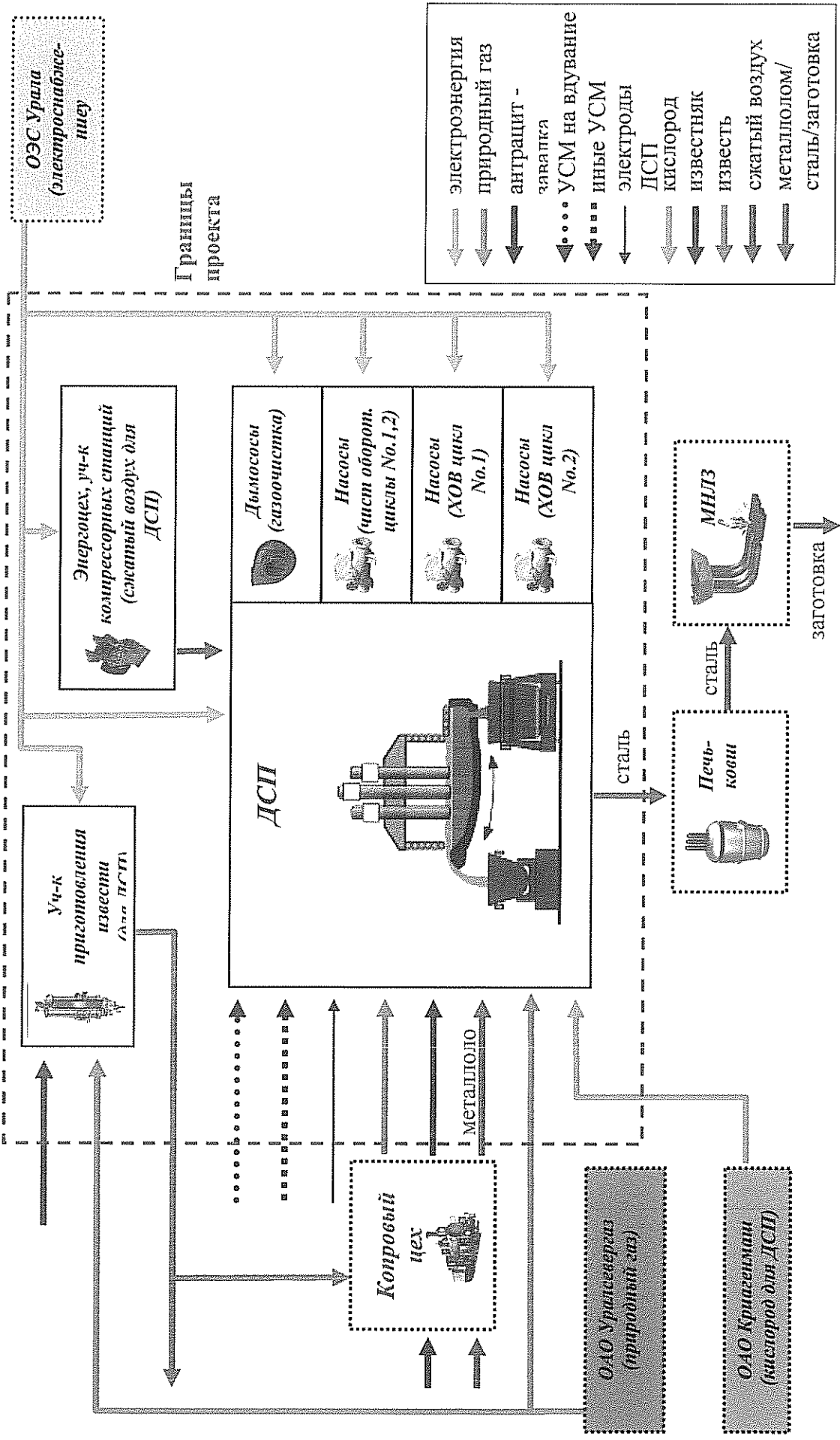


Рис. 1 Пространственные границы проекта

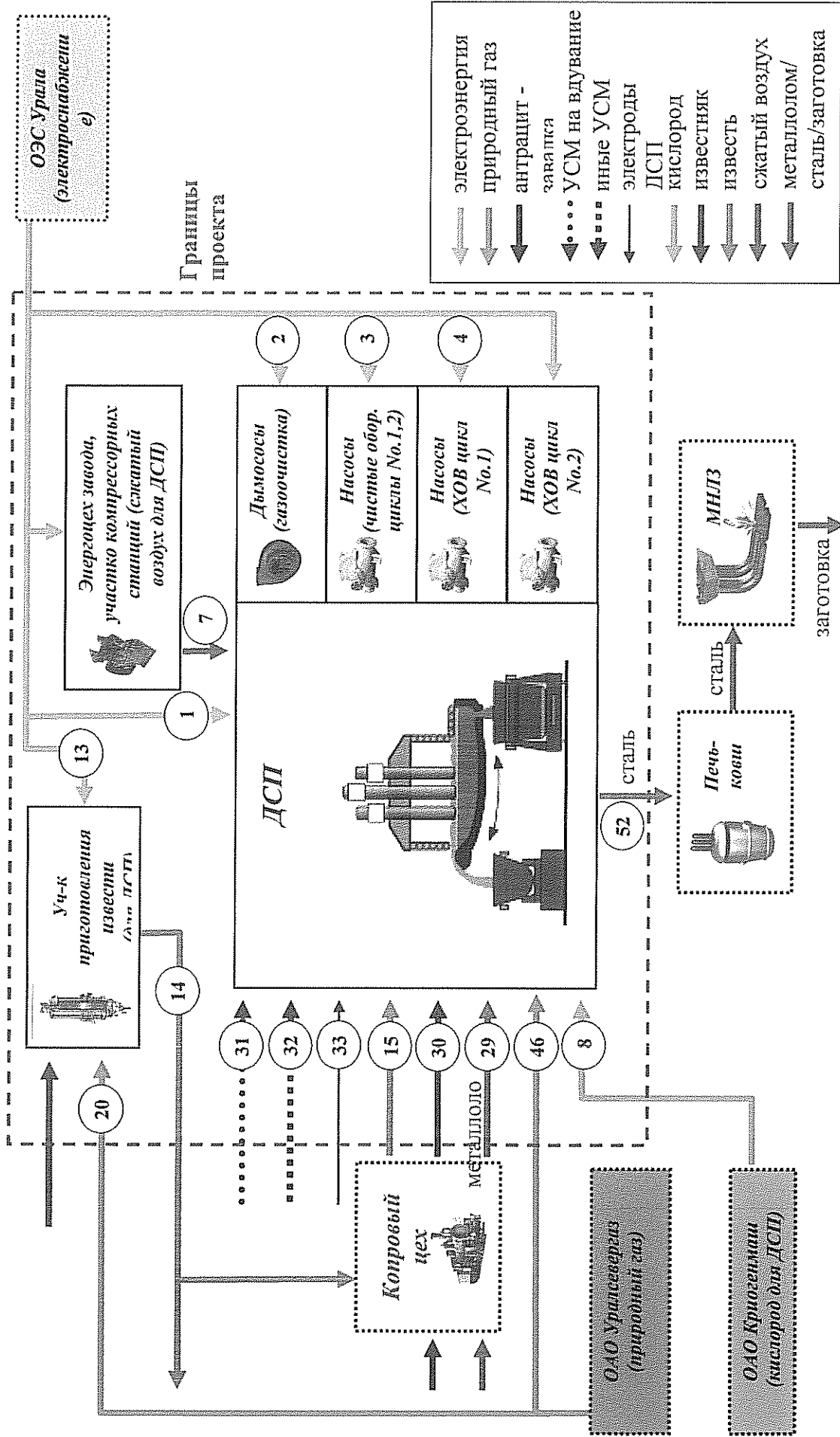


Рис. 2. Схема точек мониторинга¹

¹ Нумерация соответствует нумерации параметров (ID number) расчетной таблицы 5

Таблица 1 Описание параметров мониторинга

ID number ²	Источник данных	Источник данных	Единица измерения данных	Измерение (и), расчет (р), оценка (о)	Частота регистрации	Доля всех данных, подлежащих мониторингу	Как данные хранятся? (в электронном виде или на бумаге)	Комментарии
1	Потребление электроэнергии - ДСП	акт первичного учета электроэнергии по сечению ОАО "ЭК "Восток" - ОАО "СТЗ"	кВт-ч/год	и	непрерывно, агрегация ежемесячно	100%	бумага	Контроль параметра осуществляется непрерывно (continuously), отчетность ведется ежемесячно. Для целей мониторинга используются годовые отчетные данные
2	Потребление электроэнергии - дымососы (газоочистка)	форма № 106046 "Расход электроэнергии по ЦРП"	кВт-ч/год	и	непрерывно, агрегация ежемесячно	100%	бумага	-//-
3	Потребление электроэнергии - насосы чистых оборотных циклов №1,2	форма № 106056 "Расход электроэнергии по подстанции "БОС ДСП"	кВт-ч/год	и	непрерывно, агрегация ежемесячно	100%	бумага	-//-
4	Потребление электроэнергии - насосы оборотного цикла ХОВ №1	форма № 106056 "Расход электроэнергии по подстанции "Насосная станция ДСП"	кВт-ч/год	и	непрерывно, агрегация ежемесячно	100%	бумага	-//-
7	Потребление сжатого воздуха - ДСП	форма № 112128 "Отчет о расходе сжатого воздуха"	м ³ /год	и	непрерывно, агрегация ежемесячно	100%	бумага	-//-
8	Потребление кислорода в ДСП	форма № 022004	м ³ /год	и	непрерывно, агрегация	100%	бумага	-//-

² Нумерация соответствует нумерации параметров (ID number) расчетной таблицы 5

ID number ²	Источник данных	Источник данных	Единица измерения данных	Измерение (и), расчет (р), оценка (о)	Частота регистрации	Доля всех данных, подлежащих мониторингу	Как данные хранятся? (в электронном виде или на бумаге)	Комментарии
9	Удельный расход электроэнергии на производство сжатого воздуха	«Выработка и расход кислорода и аргона, м3» форма № 106065 "Технический отчет по использованию электроэнергии по ОАО "СТЗ"	кВт-ч/тыс.м3	р	ежемесячно	100%	бумага	-/-
13	Объем потребления электроэнергии участком приготовления извести	технический отчет теплосилового цеха	кВт-ч/год	и	непрерывно, агрегация ежемесячно	100%	бумага	-/-
14	Объем производства извести участком приготовления извести	технический отчет теплосилового цеха	т СаО/год	и	непрерывно, агрегация ежемесячно	100%	бумага	-/-
15	Объем потребления извести в ДСП	технический отчет ЭСПЦ	т СаО/год	и	непрерывно, агрегация ежемесячно	100%	бумага	-/-
20	Потребление природного газа участком приготовления извести	отчет теплосилового цеха	тыс.м3/год	и	непрерывно, агрегация ежемесячно	100%	бумага	-/-
21	К-т пересчета в условное топливо (природный газ)	телеграмма поставщика природного газа - компании Уралсвергаз о средней за год	т у.т./тыс.м3	и/р	непрерывно, агрегация ежемесячно	100%	бумага	Теплотворная способность природного газа контролируется непрерывно поставщиком природного газа, информация о средней за месяц калорийности

ID number ²	Источник данных	Источник данных	Единица измерения данных	Измерение (и), расчет (р), оценка (о)	Частота регистрации	Доля всех данных, подлежащих мониторингу	Как данные хранятся? (в электронном виде или на бумаге)	Комментарии
		тепловорной способности поставленного природного газа						топлива представляется ежемесячно. Для целей мониторинга используются годовые отчетные данные
29	Металлолом – потребление углеродсодержащих материалов на «входе» в ДСП	технический отчет ЭСПЦ	т/год	и	непрерывно, агрегация ежемесячно	100%	бумага	Контроль параметра осуществляется непрерывно (continuously), отчетность ведется ежемесячно. Для целей мониторинга используются годовые отчетные данные
30	Антрацит – завалка - потребление углеродсодержащих материалов на «входе» в ДСП	технический отчет ЭСПЦ	т/год	и	непрерывно, агрегация ежемесячно	100%	бумага	-/-
31	УСМ на вдувание - потребление углеродсодержащих материалов на «входе» в ДСП	технический отчет ЭСПЦ	т/год	и	непрерывно, агрегация ежемесячно	100%	бумага	-/-
32	Иные УСМ - потребление углеродсодержащих материалов на «входе» в ДСП	технический отчет ЭСПЦ	т/год	и	непрерывно, агрегация ежемесячно	100%	бумага	В настоящее время невозможно предугадать, какие УСМ будут использоваться. Тем не менее, мониторингом учитываются эти возможные эмиссии – см. раздел D.2.
33	Электроды ДСП - потребление углеродсодержащих материалов на «входе» в ДСП	технический отчет ЭСПЦ	т/год	и	непрерывно, агрегация ежемесячно	100%	бумага	Контроль параметра осуществляется непрерывно (continuously), отчетность ведется ежемесячно. Для целей мониторинга используются годовые отчетные данные

ID number ²	Источник данных	Источник данных	Единица измерения данных	Измерение (и), расчет (р), оценка (о)	Частота регистрации	Доля всех данных, подлежащих мониторингу	Как данные хранятся? (в электронном виде или на бумаге)	Комментарии
37	Содержание углерода в «иных УСМ» - на «входе в ДСП (ID number 32)	«2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories» (Volume 3: IPPU, table 4.3)	т С/т	о	ежегодно	100%	-	На момент написания PDD тип УСМ не известен – см. комментарии к ID number 32. При мониторинге принимается по рекомендациям «2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories» (Volume 3: IPPU, table 4.3) для наиболее близких материалов, следуя консервативности. Контроль параметра осуществляется непрерывно (continuously), отчетность ведется ежемесячно. Для целей мониторинга используются годовые отчетные данные
46	Потребление природного газа ДСП	Форма № 022001 «Расход природного газа цехами завода»	тыс. м ³ /год	и	непрерывно, агрегация ежемесячно	100%	бумага	Контролируется каждая плавка, отчетная информация формируется ежемесячно, ежеквартально, ежегодно. В целях мониторинга используется годовая отчетная форма
52	Выплавка стали в ДСП	технический отчет ЭСПЦ	т /год	и	ежегодно	100%	бумага	Контролируется каждая плавка, отчетная информация формируется ежемесячно, ежеквартально, ежегодно. В целях мониторинга используется годовая отчетная форма

3. Сбор, обработка и хранение данных

3.1. Описание процедур сбора и обработки данных, подлежащих мониторингу, представлено в таблице 2.

Таблица 2 Описание процедур сбора и обработки данных, подлежащих мониторингу, в соответствии с проектной документацией

Данные: ID number ³	Описание процедуры
1	<p>Датчик расположен на подстанции 220 кВ СТЗ (оперативный пульт управления электрического цеха). Оперативный персонал электрического цеха - электромонтер по оперативным переключениям распределительных устройств - 1 раз в сутки снимает показания и заносит их в журнал учета электроэнергии подстанции «СТЗ» (форма № 106161). Место хранения документа: помещение ОПУ подстанции 220 кВ СТЗ. В последний день месяца оперативный персонал электрического цеха составляет сводный «Расчет электроэнергии по п/с СТЗ» по форме № 106047 за месяц и направляет его в Отдел главного энергетика (ОГЭ). Годовые данные формируются суммированием данных отчетов по месяцам и направляются в Службу экологического контроля (СЭК) для обработки данных по плану мониторинга. Срок хранения данных – до 2015 г.</p>
2	<p>Датчик расположен на Центральной распределительной подстанции (ЦРП), распределительное устройство 6 кВ. Оперативный персонал электрического цеха - электромонтер по оперативным переключениям распределительных устройств - 1 раз в сутки снимает показания и заносит их в журнал учета электроэнергии подстанции «Центральная распределительная подстанция» (форма № 106161). Место хранения: помещение оперативного персонала подстанции «Центральная распределительная подстанция». В последний день месяца оперативный персонал электрического цеха составляет сводный «Отчет по потреблению электроэнергии» по форме № 14003 за месяц и направляет его в ОГЭ. Годовые данные формируются суммированием данных отчетов по месяцам и направляются в СЭК для обработки данных по плану мониторинга. Срок хранения данных – до 2015 г.</p>
3	<p>Датчик расположен в здании Блока очистных сооружений ДСП, распределительное устройство 6 кВ. Оперативный персонал электрического цеха - электромонтер по оперативным переключениям распределительных устройств - 1 раз в месяц снимает показания и заносит их в журнал учета электроэнергии Главной понизительной подстанции-1 (ГПП-1) (форма № 106161). Место хранения: ГПП-1-Агат, главный щит управления. В последний день месяца оперативный персонал электрического цеха составляет сводный «Месячный отчет на подстанции Агат» по форме № 14004 за месяц и направляет его в ОГЭ. Годовые данные формируются суммированием данных отчетов по месяцам и направляются в СЭК для обработки данных по плану мониторинга. Срок хранения данных – до 2015 г.</p>
4	<p>Датчик расположен в складе материалов для ДСП (Цех подготовки производства), распределительное устройство 6 кВ. Оперативный персонал электрического цеха - электромонтер по оперативным переключениям распределительных устройств - 1 раз в месяц снимает показания и заносит их в журнал учета электроэнергии подстанции «Центральная распределительная подстанция» (форма № 106161). Место хранения: помещение оперативного персонала подстанции «Центральная распределительная подстанция». В последний день месяца оперативный персонал электрического цеха составляет сводный «Отчет по потреблению электроэнергии» по форме № 14003 за месяц и направляет его в ОГЭ. Годовые данные формируются суммированием данных отчетов по месяцам и направляются в СЭК для обработки данных по плану мониторинга. Срок хранения данных – до 2015 г.</p>

³ Нумерация соответствует нумерации параметров (ID number) расчетной таблицы 5

Данные: ID number ³	Описание процедуры
7	<p>Датчик расположен в Здание электросталеплавильного цеха, участок ДСП: рабочая площадка. Показания выведены в заводскую электронную систему «КТС. Энергия».</p> <p>Инженер учетно-контрольной группы (УКГ) КИПиА 1 раз в сутки снимает показания и заносит их в Журнал учета энергоносителей. Технологические параметры (сжатый воздух) (форма 022013). Место хранения: КИПиА каб. № 23 (УКГ). В последний день месяца инженер УКГ составляет отчет «Выработка и расход сжатого воздуха цехами завода» по форме № 022005 за месяц и направляет его в ОГЭ.</p> <p>Годовые данные формируются суммированием данных отчетов по месяцам и направляются в СЭК для обработки данных по плану мониторинга. Срок хранения данных – до 2015 г.</p>
8	<p>Датчик расположен в здании электросталеплавильного цеха, участок ДСП: рабочая площадка.</p> <p>Инженер учетно-контрольной группы (УКГ) КИПиА 1 раз в сутки снимает показания и заносит их в журнал учета энергоносителей. Технологические параметры (кислород и аргон) (форма 022013). Место хранения: КИПиА каб. № 23 (УКГ). В последний день месяца инженер УКГ составляет отчет «Выработка и расход кислорода и аргона, м3» по форме № 022004 за месяц и направляет его в ОГЭ. Годовые данные формируются суммированием данных отчетов по месяцам и направляются в СЭК для обработки данных по плану мониторинга. Срок хранения данных – до 2015 г.</p>
9	<p>Параметр рассчитывается исходя из схемы подключения электрических потребителей расхода электроэнергии турбокомпрессорами (турбокомпрессорной-1 подстанции ГПП-2 «Северская» и турбокомпрессорной-2 подстанции ГПП-1 «Агат») к объему произведенного сжатого воздуха. Исходными данными для расчета являются: ежемесячные отчеты по потреблению электроэнергии п/с «Северская» (форма 014005) и п/с «Агат» (форма 014004), отчет о расходе сжатого воздуха (форма 112128). Персонал подстанции электрического цеха и экономист энергетического цеха передают отчеты в ОГЭ в начале месяца, следующего за отчетным. Итоговый параметр за год рассчитывается по нарастающему итогу и направляется в СЭК для обработки данных по плану мониторинга. Срок хранения данных – до 2015 г.</p>
13	<p>Датчик расположен в ЦРП, распределительное устройство 6 кВ.</p> <p>Оперативный персонал Электрического цеха (ЭЛЦ) - электромонтер по оперативным переключениям распределительных устройств - 1 раз в сутки снимает показания и заносит их в журнал учета электроэнергии п/с ЦРП (форма № 106161). Место хранения: помещение оперативного персонала подстанции ЦРП. В последний день месяца оперативный персонал ЭЛЦ составляет сводный «Отчет по потреблению электроэнергии» по форме № 14003 за месяц и направляет его в ОГЭ. Годовые данные формируются суммированием данных отчетов по месяцам и направляются в СЭК для обработки данных по плану мониторинга. Срок хранения данных – до 2015 г.</p>
14	<p>Датчики расположены: ж/д весы: - станция «Заводская», станция «Строительная»; автовесы - поселок Октябрьский, копровый цех.</p> <p>Любая транспортная партия (хоппер, а/м) проходит через весовую, где оформляются ответные листы. Каждую смену (смена 12 час.) мастер смены участка обжиг известняка теплосилового цеха (ТСЦ) регистрирует вес каждой транспортной партии и заносит в журнал учета продукции форма № 018005. Место хранения: кабинет мастера смены участка обжиг известняка. Ежемесячно составляется приходный ордер на отпускаемую продукцию, на основании которого данные заносятся в систему SAP R3, данные для отчетов берутся из системы. Годовые данные формируются суммированием данных по месяцам, заносятся в годовой отчет ТСЦ и направляются в СЭК для обработки данных по плану мониторинга. Срок хранения данных – до 2015 г.</p>

Данные: ID number ³	Описание процедуры
15	<p>Датчики расположены в ЭСПЦ, участок шихтового отделения(УШО). Любой вид извести проходит через весы (ж/д, авто), весовщиком цеха подготовки производства оформляются отвесные листы, на основании которых известь ставится на баланс в систему SAP R3, по внутренним заявкам в системе проводят движение извести. Параллельно с SAP R3 кладовщики УШО ведут «Журнал учета материалов текущего периода» (форма 001091).</p> <p>Известь загружается в бункерную систему, оборудованную весовой системой, показания которой выведены в электронную систему «Программа управления печью (1 уровень)». На основании данных системы контролер отдела контроля качества продукции (ОККП) совместно с мастером ДСП формируют паспорт плавки (форма 032042).</p> <p>Цифра в техническом отчете сформирована на основании суммирования всех паспортов плавок за месяц с учетом остатка за предыдущий период (на основании «МУ по планированию, формированию и учету затрат на производство и реализации продукции (работ, услуг) предприятия металлургического комплекса. Сталеплавильное производство», утв. Минпромэнерго 08.10.2004 г.).</p> <p>Годовой отчет ЭСПЦ формируется суммированием отчетов по месяцам (декабрь – за текущий период и с нарастающим итогом) и направляется в СЭК для обработки данных по плану мониторинга. Срок хранения данных – до 2015 г.</p>
20	<p>Датчик расположен на участке приготовления извести, показания выведены в заводскую электронную систему «КТС. Энергия».</p> <p>Инженер учетно-контрольной группы (УКГ) КИПиА 1 раз в сутки заносит показания в журнал учета энергоносителей: расход природного газа по цехам завода (форма № 022013). Место хранения: КИПиА каб. № 23 (УКГ). В последний день месяца инженер УКГ составляет отчет «Расход природного газа цехами завода» по форме № 022001 за месяц и направляет его в ОГЭ. Годовые данные формируются суммированием данных отчетов по месяцам и направляются в СЭК для обработки данных по плану мониторинга. Срок хранения данных – до 2015 г.</p>
21	<p>Ежемесячно поставщик телеграммой информирует предприятие о калорийности поставленного газа. Информация поступает и обрабатывается в ОГЭ и направляется в СЭК для обработки по плану мониторинга. Срок хранения данных – до 2015 г. В расчетах используется среднегодовая калорийность газа.</p>
29	<p>Датчики расположены в ЭСПЦ, участок шихтового отделения(УШО).</p> <p>Любой вид металлошихты проходит через весы (ж/д, авто), весовщиком копрового цеха оформляются отвесные листы, на основании которых металлошихта ставится на баланс в систему SAP R3, по внутренним заявкам в системе проводят движение металлошихты. Параллельно с SAP R3 кладовщики УШО ведут «Журнал учета поступления металлошихты и чугуна в цех» (форма 001089).</p> <p>При подаче в ДСП лом проходит через весовую систему скраповоза, показания которой выведены в электронную систему «Программа управления печью (1 уровень)». На основании данных системы контролер ОККП совместно с мастером ДСП формируют паспорт плавки (форма 032042).</p> <p>Цифра в техническом отчете сформирована на основании суммирования всех паспортов плавок за месяц с учетом остатка за предыдущий период (на основании «МУ по планированию, формированию и учету затрат на производство и реализации продукции (работ, услуг) предприятия металлургического комплекса. Сталеплавильное производство», утв. Минпромэнерго 08.10.2004 г.).</p> <p>Годовой отчет ЭСПЦ формируется суммированием отчетов по месяцам (декабрь – за текущий период и с нарастающим итогом) и направляется в СЭК для обработки данных по плану мониторинга. Срок хранения данных – до 2015 г.</p>

Данные: ID number ³	Описание процедуры
30	<p>Датчики расположены в ЭСПЦ, участок шихтового отделения(УШО). Антрацит (уголь)- (под названием антрацит понимается более 5 наименований материалов на основании углерода) проходит через весы (ж/д, авто), весовщиком цеха подготовки производства оформляются отвесные листы, на основании которых известь ставится на баланс в систему SAP R3 (приход на склад сыпучих материалов), по внутренним заявкам в системе проводит движение антрацита на производство. Антрацит загружается в бункерную систему, оборудованную весовой системой, показания которой выведены в электронную систему «Программа управления лещью (1 уровень)». На основании данных системы контролер ОККП совместно с мастером ДСП формируют паспорт плавки (форма 032042). Цифра в техническом отчете сформирована на основании суммирования всех паспортов плавок за месяц с учетом остатка за предыдущий период (на основании «МУ по планированию, формированию и учету затрат на производство и реализации продукции (работ, услуг) предприятия металлургического комплекса. Сталеплавильное производство», утв. Минпроэнерго 08.10.2004 г.). Годовой отчет ЭСПЦ формируется суммированием отчетов по месяцам (декабрь – за текущий период и с нарастающим итогом) и направляется в СЭК для обработки данных по плану мониторинга. Срок хранения данных – до 2015 г.</p>
31	<p>Датчики расположены в ЭСПЦ, участок ДСП. УСМ на вдувание (ВУМ-1 жидкий) приходит в цистернах, объем измеряется в кубических метрах). По накладным Управления материально-технического снабжения (УМТС) кладовщик ЭСПЦ ставит на учет объем партии УСМ на вдувание. При оценке остатка за месяц заведующий бюро учета и старший мастер ЭСПЦ визуально считают количество оставшихся цистерн и объема их заполнения (на каждой цистерне стоят электронные датчики объема заполнения цистерны); объем потребления УСМ на вдувание в техническом отчете сформирован с учетом остатка. Годовой отчет ЭСПЦ формируется суммированием отчетов по месяцам (декабрь – за текущий период и с нарастающим итогом) и направляется в СЭК для обработки данных по плану мониторинга. Срок хранения данных – до 2015 г.</p>
32	<p>На момент написания настоящего документа невозможно предугадать, какие УСМ могут использоваться в период до 2012 г. В любом случае, поступление всех УСМ, поступающих в ДСП, регистрируются и измеряются. Можно утверждать, что контроль расходованных иных – помимо перечисленных - УСМ будет осуществляться на уровне, не уступающем любому из перечисленных выше методов (металлолом, известь, антрацит, УСМ на вдувание). Годовые отчеты ЭСПЦ содержат полный перечень (и объемы потребления) израсходованных материалов, что гарантирует наличие исчерпывающей информации для идентификации материала, выбора адекватного ЕФ и проведения расчета эмиссии CO₂. Годовые отчеты ЭСПЦ направляются в СЭК для обработки данных по плану мониторинга. Срок хранения данных – до 2015 г.</p>
33	<p>Контроль расходований проводится в ЭСПЦ, участок ДСП. На электроды для ДСП УМТС оформляет накладные, на основании которых электроды ставятся на баланс в систему SAP R3 (приход на склад сыпучих материалов), по внутренним заявкам в системе проводит движение электродов на производство. Кладовщик ведет картонки учета – где прописано все движение материала. При снятии остатков на конец месяца экономист ЭСПЦ составляет для технического отдела справку «Сведения о движении огнеупоров и материалов ЭСПЦ» (форма 112042). Технический отдел на основании этой справки заносит данные в технический отчет ЭСПЦ. Годовой отчет ЭСПЦ формируется суммированием отчетов по месяцам и направляется в СЭК для обработки данных по плану мониторинга. Срок хранения данных – до 2015 г.</p>
37	<p>При мониторинге проекта СЭК будет принимать КЭ для «иных УСМ» - на «входе» в ДСП в соответствии с рекомендациями «2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories» (Volume 3: IPPU, table 4.3) для наиболее близкого материала, следуя принципу консервативности. Срок хранения данных – до 2015 г.</p>

Данные: ID number ³	Описание процедуры
46	<p>Датчики расположены в здании ЭСПЦ, участок ДСП; рабочая площадка, показания выведены в заводскую электронную систему «КТС. Энергия» Инженер учетно-контрольной группы (УКГ) КИПиА 1 раз в сутки заносит показания в журнал учета энергоносителей: расход природного газа по цехам завода (форма № 022013). Место хранения: КИПиА каб. № 23 (УКГ). В последний день месяца инженер УКГ (п.6) составляет отчет «Расход природного газа цехами завода» по форме № 022001 за месяц и направляет его в ОГЭ. ОГЭ готовит отчет о расходе природного газа за месяц по форме № 106097. Годовые данные формируются суммированием данных отчетов по месяцам и направляются в СЭК для обработки данных по плану мониторинга. Срок хранения данных — до 2015 г.</p>
52	<p>Контроль параметра осуществляется в ЭСПЦ по следующему алгоритму 1):</p> <p>1) При выпуске стали из ДСП ковш провешивается на весовой системе сталеваза, данные показаны в электронной системе «Программа управления литьем (1 уровень)». На основании данных системы контролер Отдел контроля качества производства совместно с мастером ДСП формируют паспорт плавки (форма 032042), на основании которых составляются ежемесячные отчеты ЭСПЦ. Годовые данные формируются суммированием данных отчетов по месяцам и направляются в СЭК для обработки данных по плану мониторинга. Срок хранения данных — до 2015 г.</p> <p>По состоянию на декабрь 2009 года весовая система сталеваза находится в состоянии отладки, цифра по весу жидкой стали в техническом отчете ЭСПЦ не указывается. На период отладки системы контроля параметра осуществляется расчетным способом через объем литой заготовки МНЛЗ по альтернативному алгоритму 2):</p> <p>2) расчет ведется по весу литой заготовки, отливкой за месяц: электронная система делает замер метража одной заготовки на ковш (данное присутствует в паспорте плавки); контролер ОККП считает количество штук заготовки; метраж одной заготовки умножается на количество заготовок на вес погонного метра заготовки (стандартная величина для каждого диаметра заготовки). За месяц суммируются все плавки.</p> <p>Вес литой заготовки присутствует в месячном техническом отчете ЭСПЦ. Для перехода на жидкую сталь масса заготовки умножается на поправочный коэффициент («Нормы расхода на отливку непрерывной литой заготовки», утверждены техническим директором СТЗ). Годовые данные формируются суммированием данных отчетов по месяцам и направляются в СЭК для обработки данных по плану мониторинга. Срок хранения данных — до 2015 г.</p>

3.2. В таблице 3 ниже представлен перечень несущественных отступлений от процедур с объяснением причин.

Таблица 3 Перечень отступлений от процедур с объяснением причин

Процедура/параметр	Описание по проектной документации	Описание реальной процедуры	Объяснение
IDN ⁴ #3: Потребление электроэнергии - насосы чистых оборотных циклов №1, 2 (ЧОЦ-1 и ЧОЦ-2)	Датчик расположен в здании Блока очистных сооружений ДСП, распределительное устройство 6 кВ. Оперативный персонал электрического цеха - электромонтер по оперативным переключениям распределительных устройств - 1 раз в месяц снимает показания и заносит	1) Для ЧОЦ-1 применяется описанная в проектной документации процедура, за исключением данных за январь 2009 года. Данные за январь 2009 года приняты равными максимально возможному значению: 500 кВт x 2 насоса x 391 час = 391 000 кВт-ч, где:	Описанная процедура на момент написания PDD была одинакова для насосов как чистого оборотного цикла №1 (ЧОЦ-1), так и чистого оборотного цикла №2 (ЧОЦ-2). Однако, в 2009 году имели место следующие отклонения:

⁴ Нумерация соответствует нумерации параметров (ID number) расчетной таблицы (приложение 2)

Процедура/параметр	Описание по проектной документации	Описание реальной процедуры	Объяснение
IDN #21: К-т пересчета в условное топливо (природный газ)	их в журнал учета электроэнергии Главной понизительной подстанции-1 (ТПП-1) (форма № 106161). Место хранения: ТПП-1-Агат, главный щит управления. В последний день месяца оперативный персонал электрического цеха составляет сводный «Месячный отчет на подстанции Агат» по форме № 14004 за месяц и направляет его в ОГЭ. Годовые данные формируются суммированием данных отчетов по месяцам и направляются в СЭК для обработки данных по плану мониторинга. Срок хранения данных – до 2015 г.	500 кВт – мощность каждого из двух насосов; 391 час – продолжительность работы ДСП в январе 2009 года (по данным отчета ЭСПЦ за январь 2009 года). 2) Для ЧОЦ-2 - следуя консервативному принципу оценки – параметр принимается равным максимальному значению 1 636 800 кВт-ч; 110 кВт * 2 насоса * 310 дней * 24 час/день = 1 636 800 кВт-ч (постоянная работа), где: 110 кВт - электрическая мощность каждого из насосов; 310 дней - годовая проектная продолжительность работы ДСП.	1) в январе 2009 года датчики потребления электроэнергии насосами ЧОЦ-1 еще не были подключены; 2) к датчикам потребления электроэнергии четырьмя насосами ЧОЦ-2 (2 в работе и 2 в резерве) были подключены другие электропотребители, поэтому выданные данные электропотребления непосредственно для ЧОЦ-2 не представляется возможным.
	Ежемесячно поставщик телеграммой информирует предприятие о калорийности поставленного газа. Информация поступает и обрабатывается в ОГЭ и направляется в СЭК для обработки по плану мониторинга. Срок хранения данных – до 2015 г. В расчетах используется среднегодовая калорийность газа.	Ежемесячно поставщик природного газа и СТЗ оформляют акт, в котором описаны объем и калорийность поставленного за календарный месяц природного газа. Информация поступает и обрабатывается в ОГЭ и направляется в СЭК для обработки по плану мониторинга. Срок хранения данных – до 2015 г. В расчетах используется среднегодовая калорийность газа.	В 2009 году изменилась процедура: если раньше поставщик природного газа в одностороннем порядке ежемесячно информировал СТЗ о калорийности поставленного природного газа, то теперь ежемесячно оформляется акт, в котором отражены объем и калорийность поставленного за календарный месяц природного газа. В остальном – без изменений.

3.3. Все охваченные мониторингом параметры имеют высокую достоверность. Для измерения используются высокоточные стандартные измерительные средства, проходящие периодическую поверку. Для выполнения расчетов показателей работы оборудования используются разработанные специализированными организациями и утвержденные в установленном порядке расчетные методики. В целях мониторинга использованы расчетные методики и инструкции для заполнения форм внутрикорпоративной отчетности.

При выполнении расчетов используются данные за год. Отчетные формы заполняются ежемесячно. Некоторые отчетные формы (например, отчет ЭСПЦ) содержит информацию о параметре с начала года, поэтому отчет за декабрь содержит интересующие нас годовые данные. Некоторые

отчетные формы содержат лишь данные месячного потребления. В таблице 4 ниже представлены данные таких месячных отчетных форм и полученное суммирование годовое значение⁵.

Таблица 4 Данные месячных отчетных форм

IDN ⁶	Наименование параметра / источник	Units	всего за год, в т.ч. по месяцам:	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
1	Потребление электроэнергии – ДСП / акт первичного учета электроэнергии по сечению ОАО "ЭК "Восток" - ОАО "СТЗ"	kWh/year	248 990 937	13 603 480	18 806 920	17 920 615	11 335 559	20 929 563	19 165 080	22 718 080	25 831 520	25 259 960	26 223 120	22 411 840	24 785 200
2	Потребление электроэнергии - дымососы (газоочистка) / форма № 106046 "Расход электроэнергии по ЦРП"	kWh/year	40 773 888	3 354 408	3 236 292	3 729 348	2 408 976	3 543 696	3 306 960	3 546 216	3 741 336	3 534 876	3 262 428	3 408 588	3 700 764
3.1.	Потребление электроэнергии - насосы чистого оборотного цикла №1 / форма № 106036 "Расход электроэнергии по подстанции "БОС ДСП"	kWh/year	6 343 960	391 000 ⁷	1 883 400	339 360	352 440	434 040	499 200	539 280	436 440	474 840	432 840	359 040	202 080
4	Потребление электроэнергии - насосы оборотного цикла ХОВ №1 /	kWh/year	6 310 980	532 440	512 460	573 840	437 760	539 100	430 380	482 580	604 980	517 680	514 620	547 560	617 580

⁵ Все соответствующие объяснения и документальные подтверждения представлены АИЕ.

⁶ Нумерация соответствует нумерации параметров (ID number) расчетной таблицы 5

⁷ См. п. 3.2

IDN	Наименование параметра / источник	Units	всего за год, в т.ч. по месяцам:	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
7	форма № 106056 "Расход электроэнергии по подстанции "Насосная станция ДСП" Потребление сжатого воздуха – ДСП / форма № 112128 "Отчет о расходе сжатого воздуха"	th.m3/ year	40 288	5 382	2 317	3 083	2 714	2 581	3 083	3 218	3 308	3 298	3 642	3 702	3 960
8	Потребление кислорода – ДСП / форма № 022004 «Выработка и расход кислорода и аргона, м3»	m3/ year	26 072 838	649 913	1 735 564	2 100 958	1 278 735	1 884 015	1 954 905	2 448 107	2 755 145	2 543 673	3 013 619	2 579 069	3 129 135
21	К-т пересчета в условное топливо / справка ОГЭ о средней за год калорийности газа	kCal/ m3	К-т пересчета в условное топливо 8029/7000 = 1,147. Средняя за год калорийность 8 029	8 020	8 026	8 056	8 054	8 063	8 011	8 026	8 058	8 046	8 010	7 991	7 986
46	Потребление природного газа ДСП / форма № 022001 «Расход природного газа цехами завода»	m3/ year	7 443 792	98 310	805 915	525 782	305 687	478 136	552 339	616 123	698 115	734 645	777 211	776 237	1 075 292

3.4. При разработке проектной документации была предусмотрена возможность использования не предусмотренных контрактом на поставку ДСП углеродсодержащих материалов (УСМ). Так, позиция (IDN) 37 представляет собой расход этих УСМ, а позиция 42 – содержание углерода в них. В течение 2009 года были использованы следующие УСМ, не предусмотренные контрактом на поставку ДСП: ВУМ-3 и бой электродов; содержание углерода в этих материалах принято равным 0,83 и 0,82 т С/т соответственно - по рекомендациям «2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories» (Volume 3: IPPU, table 4.3, page 4-27).

3.5. Расчет сетевого коэффициента эмиссии для электроэнергии (grid emission factor) выполнен в соответствии с рекомендациями действующего "Tool to calculate the emission factor for an electricity system", version 02 и представлен в приложении 1 к настоящему отчету. Так как на момент проведения расчета сетевого коэффициента эмиссии данные 2009 года были недоступны, анализируются данные 2006, 2007 и 2008 г.г. Расчетное значение составило 0,567 tCO₂/MWh и принято постоянным в целях мониторинга для 2009-2012 г.г.

3.6. Подтверждающая информация по всем исходным данным представлена АИЕ. В соответствии с планом мониторинга проектной документации, все отчетные формы на бумажном носителе хранятся в СЭК СТЗ.

4. Расчет эмиссий

4.1. Расчет эмиссий выполнен в строгом соответствии с формулами, представленными в таблице 5 (таблица D.1.1.2 проектной документации).

Таблица 5 Расчетные формулы

IDN	Наименование параметра	Обозначение	Размерность	Источник получения или расчетная формула, пояснения
1. Расчет выбросов CO₂ от потребления электроэнергии				
Расчет потребления электроэнергии комплексом ДСП				
1	Потребление электроэнергии - ДСП	ЕС _{EAF, PJ, y}	кВт-ч/год	акт первичного учета электроэнергии по сечению ОАО "ЭК "Восток" - ОАО "СТЗ"
2	Потребление электроэнергии - Дымососы (газоочистка)	ЕС _{smoke exhauster, PJ, y}	кВт-ч/год	форма № 106046 "Расход электроэнергии по ЦРП"
3	Потребление электроэнергии - насосы чистых оборотных циклов №1, 2	ЕС _{RW, PJ, y}	кВт-ч/год	форма № 106056 "Расход электроэнергии по подстанции "БОС ДСП"
4	Потребление электроэнергии - насосы оборотного цикла ХОВ №1	ЕС _{CCW 1, PJ, y}	кВт-ч/год	форма № 106056 "Расход электроэнергии по подстанции "Насосная станция ДСП"
5	Потребление электроэнергии - насосы оборотного цикла ХОВ №2	ЕС _{CCW 2, PJ, y}	кВт-ч/год	= 1 116 000 кВт-ч/год.
6	Потребление электроэнергии комплексом ДСП	ЕС _{TOTAL complex EAF, PJ, y}	кВт-ч/год	ЕС _{TOTAL complex EAF, PJ, y} = ЕС _{EAF, PJ, y} + ЕС _{smoke exhauster, PJ, y} + ЕС _{RW, PJ, y} + ЕС _{CCW 1, PJ, y} + ЕС _{CCW 2, PJ, y}
Расчет потребления электроэнергии на производство вторичных энергоресурсов для ДСП				
7	Потребление сжатого воздуха - ДСП	СС _{AIR, EAF, PJ, y}	м ³ /год	форма № 112128 "Отчет о расходе сжатого воздуха"
8	Потребление кислорода - ДСП	СС _{OXIGEN, EAF, PJ, y}	м ³ /год	форма № 022004 «Выработка и расход кислорода и аргона, м3»
9	Удельный расход электроэнергии на производство сжатого воздуха	SEC _{AIR, PJ, y}	кВт-ч/тыс.м ³	форма № 106065 "Технический отчет по использованию электроэнергии по ОАО "СТЗ"
10	Удельный расход электроэнергии на производство кислорода	SEC _{OXIGEN, PJ, y}	кВт-ч/тыс.м ³	= 0,7 Параметр не мониторится – см. раздел 1.1. проектной документации.
11	Расход электроэнергии на производство сжатого	ЕС _{AIR, PJ, y}	кВт-ч/год	ЕС _{AIR, PJ, y} = СС _{AIR, EAF, PJ, y} * SEC _{AIR, PJ, y}

IDN	Наименование параметра	Обозначение	Размерность	Источник получения или расчетная формула, пояснения
	воздуха			
12	Расход электроэнергии на производство кислорода	ES OXIGEN, PJ, y	кВт-ч/год	$ES_{OXIGEN, PJ, y} = SS_{OXIGEN, EAF, PJ, y} \cdot SEC_{OXIGEN, PJ, y}$
Расчет потребления электроэнергии на приготовление извести для ДСП				
13	Объем потребления электроэнергии участком приготовления извести	ES CaO, PJ, y	кВт-ч/год	технический отчет теплосилового цеха
14	Объем производства извести участком приготовления извести	P CaO, PJ, y	т CaO/год	технический отчет теплосилового цеха
15	Объем потребления извести в ДСП	SS CaO, PJ, y	т CaO/год	технический отчет ЭСПЦ
16	Потребление электроэнергии на производство извести для ДСП	ES CaO EAF, PJ, y	кВт-ч/год	$ES_{CaO EAF, PJ, y} = ES_{CaO, PJ, y} \cdot SS_{CaO, PJ, y} / P_{CaO, PJ, y}$
17	Потребление электроэнергии по проекту ВСЕГО	ES PJ, y	кВт-ч/год	$ES_{PJ, y} = ES_{TOTAL complex EAF, PJ, y} + ES_{AIR, PJ, y} + ES_{OXIGEN, PJ, y} + ES_{CaO EAF, PJ, y}$
18	КЭ для ОЭС Урала в году «у»	EF CO2, ELEC, y	т CO2/МВт-ч	$= 0,567 \text{ т CO}_2/\text{МВт-ч} - \text{см. п. 3.5 ОМ.}$ Подробные вычисления сетевого коэффициента эмиссии в соответствии с действующей методологией приведены в приложении 1 к ОМ.
19	Выбросы CO2 от электропотребления, в т.ч.:	PE CO2, ELEC, y	т CO2/год	$PE_{CO2, ELEC, y} = ES_{PJ, y} \cdot EF_{CO2, ELEC, y} / 1000$
19.1	на производство кислорода (утечки)	PE ELEC, OXIGEN, PJ, y	т CO2/год	$PE_{ELEC, OXIGEN, PJ, y} = ES_{OXIGEN, PJ, y} \cdot EF_{CO2, ELEC} / 1000$
19.2	прямое электропотребление	PE ELEC, DIRECT, y	т CO2/год	$PE_{ELEC, DIRECT, y} = PE_{CO2, ELEC, y} - PE_{ELEC, OXIGEN, PJ, y}$
2. Расчет выбросов CO2 от сжигания топлива для приготовления извести для ДСП (участок приготовления извести)				
20	Потребление природного газа участком приготовления извести	SS NGAS, PJ, y	тыс.м ³ /год	отчет теплосилового цеха
21	К-т пересчета в условное топливо (природный газ)	COEF NGAS, y	т у.т./тыс.м ³	телеграмма поставщика природного газа - компании Уралсергаз о средней за год тепловой способности поставленного природного газа (см. п. 3.2.)

IDN	Наименование параметра	Обозначение	Размерность	Источник получения или расчетная формула, пояснения
22	Потребление природного газа участком приготовления извести	CC _{NGAS} т.с.е., PJ, y	т у.т./год	$CC_{NGAS} \text{ т.с.е., PJ, y} = CC_{NGAS} \text{ PJ, y} \cdot COEF_{NGAS}$, y
23	Потребление природного газа участком приготовления извести	CC _{NGAS} т. PJ, y	ТДж/год	$CC_{NGAS} \text{ т. PJ, y} = 29,31 \cdot CC_{NGAS} \text{ т.с.е., PJ, y} / 1000$ (7000 Мкал/т у.т. • 4,1868 Дж/кал = 29,31 ГДж/т у.т.)
24	КЭ для природного газа	EF _{NGAS}	кг СО ₂ /ГДж	56100 Параметр не мониторится – см. раздел 1.1. проектной документации.
25	Выбросы СО ₂ от сжигания топлива участком приготовления извести	PE _{CaO PROD, y}	т СО ₂ /год	$PE_{CaO \text{ PROD, y}} = CC_{NGAS} \text{ т. PJ, y} \cdot EF_{NGAS} / 1000$
26	Выбросы СО ₂ от сжигания топлива для приготовления извести для ДСП	PE _{CaO, fuel combustion, y}	т СО ₂ /год	$PE_{CaO, \text{ fuel combustion, y}} = PE_{CaO \text{ PROD, y}} \cdot CC_{CaO} \text{ PJ, y} / P_{CaO, PJ, y}$
3. Расчет выбросов СО₂ вследствие термического разложения известняка при приготовлении извести для ДСП (участок приготовления извести)				
27	КЭ термического разложения СаСО ₃	EF _{thermal decomposition}	т СО ₂ /т СаО	= 0,786 Параметр не мониторится – см. раздел 1.1. проектной документации.
28	Выбросы СО ₂ вследствие термического разложения известняка при приготовлении извести для ДСП	PE _{thermal decomposition, y}	т СО ₂ /год	$PE_{\text{thermal decomposition, y}} = EF_{\text{thermal decomposition}} \cdot CC_{CaO, PJ, y}$
4. Расчет выбросов СО₂ вследствие использования углеродсодержащих материалов в ДСП				
<i>Потребление углеродсодержащего сырья (на входе) ДСП:</i>				
29	Металлолом	CC _{Scrap, PJ, y}	т/год	технический отчет ЭСПЦ
30	Антрацит (уголь) - завалка	CC _{Anthracite, PJ, y}	т/год	технический отчет ЭСПЦ
31	УСМ на вдувание	CC _{Charge Carbon 1, PJ, y}	т/год	технический отчет ЭСПЦ
32	Иные УСМ (см. D 1.1.)	CC _{Charge Carbon 2, PJ, y}	т/год	технический отчет ЭСПЦ
33	Электроды ДСП	CC _{Carbon Electrodes, PJ, y}	т/год	технический отчет ЭСПЦ
<i>Содержание углерода в углеродсодержащих материалах:</i>				
34	Металлолом	C _{Scrap}	т С/т	= 0.01 Параметр не мониторится – см. раздел 1.1. проектной документации

IDN	Наименование параметра	Обозначение	Размерность	Источник получения или расчетная формула, пояснения
35	Антрацит (уголь) - завалка	C Anthracite	т С/т	= 0.83 Параметр не мониторится – см. раздел 1.1. проектной документации.
36	УСМ на вдувание	C Charge Carbon 1	т С/т	= 0.83 Параметр не мониторится – см. раздел 1.1. проектной документации.
37	Иные УСМ (см. D 1.1.)	C Charge Carbon 2	т С/т	Параметр принимается по рекомендациям «2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories» (Volume 3: IPPU, table 4.3, page 4-27)
38	Электроды ДСП	C Carbon Electrodes	т С/т	= 1,0 Параметр не мониторится – см. раздел 1.1. проектной документации.
<i>Поступление углерода на вход ДСП с углеродсодержащими материалами:</i>				
39	Металлолом	CC C-input Scrap, PJ, y	т С/ГОД	CC C-input Scrap, PJ, y = CC Scrap, PJ, y • C Scrap
40	Антрацит (уголь) - завалка	CC C-input Anthracite, PJ, y	т С/ГОД	CC C-input Anthracite, PJ, y = CC Anthracite, PJ, y • C Anthracite
41	УСМ на вдувание	CC C-input Charge Carbon 1, PJ, y	т С/ГОД	CC C-input Charge Carbon 1, PJ, y = CC Charge Carbon 1, PJ, y • C Charge Carbon 1
42	Иные УСМ (см. D 1.1.)	CC C-input Charge Carbon 2, PJ, y	т С/ГОД	CC C-input Charge Carbon 2, PJ, y = CC Charge Carbon 2, PJ, y • C Charge Carbon 2
43	Электроды ДСП	CC C-input Carbon Electrodes, PJ, y	т С/ГОД	CC C-input Carbon Electrodes, PJ, y = CC Carbon Electrodes, PJ, y • C Carbon Electrodes
44	Поступление углерода "на вход" ДСП с углеродсодержащими материалами ВСЕГО	CC C-input, PJ, y	т С/ГОД	CC C-input, PJ, y = CC C-input Scrap, PJ, y + CC C-input Anthracite, PJ, y + CC C-input Charge Carbon 1, PJ, y + CC C-input Charge Carbon 2, PJ, y + CC C-input Carbon Electrodes, PJ, y
45	Выбросы CO ₂ вследствие использования углеродсодержащих материалов в ДСП	PE C-input, y	т CO ₂ /год	PE C-input, y = 3,667 • CC C-input, PJ, y
5. Расчет выбросов CO₂ от сжигания топлива в ДСП				

IDN	Наименование параметра	Обозначение	Размерность	Источник получения или расчетная формула, пояснения
46	Потребление природного газа ДСП	$CC_{NGAS EAF, PJ, y}$	тыс.м ³ /год	форма 022001 «Расход природного газа цехами завода, м ³ »
47	Потребление природного газа ДСП	$CC_{NGAS EAF, t.e.e., PJ, y}$	т у.т./год	$CC_{NGAS EAF, t.e.e., PJ, y} = CC_{NGAS EAF, PJ, y} \cdot COEF_{NGAS, y}$
48	Потребление природного газа ДСП	$CC_{NGAS EAF, TJ, PJ, y}$	ТДж/год	$CC_{NGAS EAF, TJ, PJ, y} = 29,31 \cdot CC_{NGAS EAF, t.e.e., PJ, y} / 1000$ (7000 Мкал/т у.т. • 4,1868 Дж/кал = 29,31 ГДж/т у.т.)
49	КЭ для природного газа	EF_{NGAS}	кг CO ₂ /ТДж	= 56 100 Параметр не мониторится – см. раздел 1.1. проектной документации.
50	Выбросы CO ₂ от сжигания топлива в ДСП	$PE_{EAF, fuel\ combustion, y}$	т CO ₂ /год	$PE_{EAF, fuel\ combustion, y} = CC_{NGAS EAF, TJ, PJ, y} \cdot EF_{NGAS} / 1000$
51	Выбросы CO ₂ по проекту	PE_y	т CO ₂ /год	$PE_y = PE_{CO_2, ELEC, y} + PE_{CaO, fuel\ combustion, y} + PE_{thermal\ decomposition, y} + PE_{C-input, y} + PE_{EAF, fuel\ combustion, y}$
52	Выплавка стали в ДСП	$P_{steel, y}$	т стали / год	технический отчет ЭСПЦ
53	Средний удельный выброс CO ₂ от всех источников прямых и косвенных выбросов (без учета электропотребления) в 2005-2007	$SEF_{DIR+INDIR, 2005-2007}$	т CO ₂ / т стали	= 1,007 Параметр не мониторится – см. раздел 1.1. проектной документации.
54	Среднее удельное потребление электроэнергии в 2005-2007	$SEF_{EL, 2005-2007}$	МВт-ч / т стали	= 0,085 Параметр не мониторится – см. раздел 1.1. проектной документации.
55	Выбросы по Исходным условиям в году Y	BE_y	т CO ₂ /год	$BE_y = (SEF_{DIR+INDIR, 2005-2007} + SEF_{EL, 2005-2007} \cdot EF_{CO_2, ELEC, y}) \cdot P_{steel, y}$
56	ЕСВ в году Y	ERU_y	т CO ₂ /год	$ERU_y = BE_y - PE_y$

4.2. Таблица расчетов представлена в приложении 2 к настоящему отчету. Основные результаты за 2009 год:

Выбросы по проекту 310 538 т CO₂
 Выбросы по исходным условиям 662 072 т CO₂
 Объем ЕСВ 351 534 т CO₂

4.3. В соответствии с проектной документацией, ожидаемый ежегодный объем ЕСВ составляет 629 977 т CO₂. Объем ЕСВ по мониторингу за 2009 год составил 351 534 т CO₂, что составляет 55,8% от ожидаемого. Главные объяснения расхождения следующие:

1. В соответствии с проектной документацией, ожидаемый ежегодный объем ЕСВ рассчитывался на проектный объем выплавки стали 998 000 т /год. Реальный объем выплавленной в 2009 году стали составил 627 285 т, что составляет 62,9% от проектного. Данное обстоятельство непосредственно определило снижение объема ЕСВ за 2009 год.

С 17 октября 2008 по 1 января 2009 был выявлен ряд недостатков в работе механического, электрического, силового и контрольно-измерительного оборудования. Устранение дефектов растянулось почти на весь 2009 год – окончательная приемка оборудования и начало гарантийной эксплуатации датируется 29 октября 2009 г. Таким образом, несмотря на соблюдение Проектного графика, упомянутые обстоятельства не позволили компании в 2009 году выйти на проектную производительность 998 000 тонн жидкой стали в год.⁸

2. В соответствии с проектной документацией, ожидаемое удельное потребление электроэнергии комплекса ДСП составляет 501,6 кВт-ч/т стали; по итогам работы за 2009 год этот показатель составил 526,0 кВт-ч/т стали, или 105%. Перерасход электроэнергии в 5% объясняется тем, что в первой половине 2009 года ДСП работала в режиме отладки и вывода на проектную нагрузку.

Кроме того, в проектной документации сетевой коэффициент эмиссии принят в целях оценки равным 557 kg CO₂/MWh по рекомендациям ERUPT: Operational Guidelines for Project Design Documents of Joint Implementation Projects, Volume 1: General guidelines, Version 2.3, table B2. Реальное значение, рассчитанное по “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”, version 02, составляет 567 kg CO₂/MWh, или 102% от значения по проектной документации.

Так как Проект характеризуется увеличением электропотребления, поэтому данные обстоятельства способствовали снижению объема ЕСВ за 2009 год.

Грубая оценка подтверждает эти объяснения:

62,9% - 5% - 2% = 55,9% ≈ 55,8%,

где: 62,9% - доля реальной выплавки стали в 2009 году от проектной;

5% - перерасход электроэнергии в 2009 году;

2% - увеличение сетевого коэффициента эмиссии;

55,8% - доля реального объема ЕСВ в 2009 году от ожидаемого по проектной документации.

Полученные при мониторинге за 2009 год реальные удельные выбросы ПГ по Проекту составили 310538 т CO₂ / 627285 т стали = 0,495 т CO₂/т стали. По проектной документации, удельные выбросы ПГ по Проекту ожидалось равными 0,424 т CO₂/т стали. Расхождение 0,495 – 0,424 = 0,071 т CO₂/т стали (17%) объясняется тем, что в течение 2009 года устранялись упомянутые выше дефекты и оборудование выводилось на полную мощность, с показателями работы несколько хуже проектных значений.

⁸ Подтверждающие документы представлены валидатору

Приложение 1

Расчет сетевого коэффициента эмиссии

Деятельность по проекту приводит к значительному увеличению потребления электроэнергии от энергосистемы, что означает дополнительные выбросы парниковых газов на электростанциях, поставляющих электроэнергию в сеть. Для расчета этих дополнительных выбросов разработчики проекта СО использовали МЧР методологический "Инструмент для расчета коэффициента выбросов для энергосистемы", версия 02 (далее - Инструмент). На Инструмент также ссылается "Инструмент для расчета выбросов в результате проектов потребления электроэнергии" для расчета выбросов по проекту и утечек, если деятельность по проекту потребляет электроэнергию от сети или приводит к увеличению потребления электроэнергии из сети за пределами границ проекта. Таким образом, условие применимости выполняется.

Инструмент обеспечивает порядок определения следующих параметров:

Параметр	Единица в СИ	Описание
$EF_{grid,CM,y}$	т $CO_2/MВт\cdotч$	Комбинированный предельный (СМ) КЭ для подсоединенных к сети энергогенераторов в году y
$EF_{grid,VM,y}$	т $CO_2/MВт\cdotч$	Строительный предельный (ВМ) КЭ для подсоединенных к сети энергогенераторов в году y
$EF_{grid,OM,y}$	т $CO_2/MВт\cdotч$	Эксплуатационный предельный (ОМ) КЭ для подсоединенных к сети энергогенераторов в году y

Операционный предел относится к когорте электростанций, которые отражают существующие электростанции, чье производство электроэнергии было бы затронуто при реализации предлагаемого проекта МЧР/СО. Строительный предел относится к когорте энергоблоков, которые отражают тип и эффективность энергоблоков, строительство которых было бы затронуто при реализации предлагаемого проекта МЧР / СО.

Участники проекта применили следующие 7 шагов, предусмотренных Инструментом.

ШАГ 1. Выявление соответствующей электроэнергетической системы

Проектная энергосистема - это система, определенная пространственными масштабами электростанций, которые физически подключены через линии передачи и распределения к деятельности по проекту, и которые могут быть замещены без существенных ограничений передачи энергии. Кроме того, подключенная энергосистема определяется как система, которая связана линиями передач с проектной энергосистемой. Электростанции в рамках подсоединенной системы могут быть замещены без существенных ограничений передачи, но передача в направлении проектной энергосистемы проект имеет существенные ограничения.

Если бы назначенный национальный орган принимающей страны (в России им является Министерство экономического развития) опубликовал определение проектных энергосистем и подключенных энергосистем, следовало бы использовать такое разграничение. В России строгие

границы энергосистем официально установлены, и они признаются во всех национальных, региональных и местных органах власти, а также компаниями, организациями и т.д.

Для четкого определения границ сетей Инструмент рекомендует использовать региональное разграничение сетей в случае крупных стран с многослойными системами (например, провинциальные / региональные / национальные). Провинциальное определение сетей может действовать во многих случаях быть слишком узким с точки зрения существующей торговли электроэнергией между провинциями, которая могла бы быть затронута, прямо или косвенно, деятельностью по проекту МЧР/СО.

Следуя этим рекомендациям, участники проекта определили Объединенную Энергосистему Урала (CESU) в качестве соответствующей системы.

CESU включает провинциальные энергосистемы Свердловской, Челябинской, Пермской, Оренбургской, Тюменской, Кировской, Курганской областей, Удмуртской и Башкирской республик. Они объединены более чем 106 тысячами км линий электропередачи (одна четверть общей длины высоковольтных линий ЕЭС России) с напряжением 500-110 кВ. 111 электростанций находятся в эксплуатации (59 ТЭС, 1 атомная, 14 гидро- и 23 тепловых блок-станций). Установленная мощность составляет 42758,4 МВт, или 21,4% от общей установленной мощности электростанций ЕЭС России. Годовой объем выработки электроэнергии превышает 230 млрд. кВт-ч, или 25% от общего объема электроэнергии, вырабатываемой всеми электростанциями ЕЭС России.

На выбранную систему могут влиять соседние систем через импорт электроэнергии от них. В целях определения определения E_{F grid O.M., y} Инструмент рекомендует 1 из 4 следующих вариантов для определения КЭ для нетто-импорта электроэнергии из подключенной системы:

- (a) 0 т CO₂/МВт-ч, или
- (b) средневзвешенная OM-уровень выбросов экспортирующей сети, или
- (c) простой OM-уровень выбросов экспортирующей сети, или
- (d) простой скорректированный OM-уровень выбросов экспортирующей сети.

Каждый метод может быть применен в рамках соответствующих условий.

Объединенная энергосистема Урала (CESU) импортирует энергию из соседних систем, как показано в таблице 1.

Таблица 1 Импорт энергии в ОЭС Урала от подсоединенных систем

Параметр	Размерность	2007 ¹	2008 ¹	2009 ²	В среднем
Выработка	Тыс.МВт-ч	242 913	248 124	233 023	241 353
Потребление	Тыс.МВт-ч	253 240	250 981	236 210	246 810
Импорт	Тыс.МВт-ч	10 326	2 857	3 188	5 457
	%	4.3%	1.2%	1.4%	2.3%

¹ http://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2009/pokazateli_2008.pdf

² http://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2010/ues_rep_2009.pdf

Импорт электроэнергии (что составляет в среднем 2,3%) происходит в основном из Объединенной энергосистемы Средней Волги. Как показывает оценка, если этот импорт учитывается, ОМ КЭ для ОЭС Урала изменится лишь до 0,03% (обе системы очень близки друг к другу с точки зрения эффективности ТЭС и топливного баланса). Поэтому может быть применен вариант (а): 0 тСО₂/МВт-ч.

ШАГ 2: Выбор автономных электростанций в рамках проектной системы электроснабжения

Проектная деятельность имеет место в промышленном регионе, где нет автономных электростанций. Таким образом, такие электростанции не будут приняты во внимание.

ШАГ 3: Выбор ОМ (operating margin – эксплуатационный предел) метод

Инструмент рекомендует выполнять расчет $EF_{grid, OM, y}$ на основе одного из следующих методов::

- (a) Простой ОМ, или
- (b) Простой скорректированный ОМ, или
- (c) Анализ данных вытеснения, или
- (d) Средний ОМ.

Любой из перечисленных методов может быть использован, однако, Простой ОМ метод (а) может быть использован только в том случае, если на low-cost/must run ресурсы приходится менее 50% от общей расчетной выработки сети:

- 1) В среднем за пять последних лет, или
- 2) На основе долгосрочных средних для гидрогенерации.

Low-cost/must run ресурсы определяются как электростанции с низкими предельными издержками выработки электроэнергии или которые разгружаются независимо от дневной или сезонной нагрузки сети. Как правило, это гидро-, геотермальные, ветровые, недорогие на биомассе, солнечные и атомные энергоустановки. В ОЭС Урала доля ветровых, недорогие на биомассе, а также солнечных энергоустановок ничтожна. Поэтому атомные (как "must run") и гидроэлектростанции (как "low-cost") определяются как low-cost/must энергоресурсы.

Таблица 2 Выработка энергии на low-cost/must run электростанциях ОЭС Урала

Параметр	Тыс.МВт-ч					
	2005 ⁴	2006 ¹	2007 ¹	2008 ²	2009 ²	В среднем
Все электростанции	220 800	240 361	248 134	248 124	233 023	238 088
ТЭС	211 300	231 091	237 552	237 814	223 154	228 182
Гидро	5 400	5 140	6 493	6 226	5 847	5 821
Атомные	4 100	4 130	4 088	4 084	4 022	4 085

¹ Information from Federal Service "RosStat"

² http://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2010/ues_rep_2009.pdf

⁴ http://www.e-arbe.ru/analytical/doklad2005/doklad2005_4.php#p5

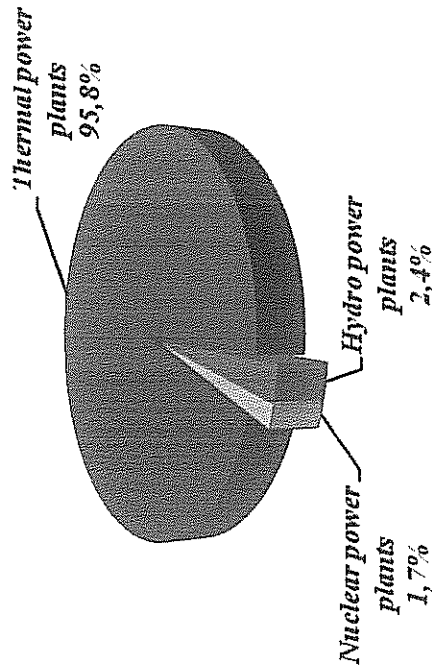


Рис.1 Доля low-cost/must run электростанций

Поскольку этот показатель ниже, чем 50%, простой OM метод может быть использован и выбирается для расчета КЭ ОЭС Урала.

Шаг 4: Расчет OM коэффициент эмиссии по выбранному методу

Инструмент определяет, как рассчитывается "простой OM" - как средневзвешенный по выработке выброс CO2 на единицу чистого производства электроэнергии (т CO2/МВт-ч) всех генерирующих электростанций, обслуживающих систему, не включая low-cost/must run блоков (т.е., ГЭС и АЭС).

Инструмент предлагает сделать расчеты, основанные на:

Вариант А: чистом производстве электроэнергии и коэффициенте выбросов CO₂ каждого энергоблока;

Вариант В: общем чистом производстве электроэнергии всех электростанций, обслуживающих систему, и видах топлива и общем расходе топлива проектной энергосистемы.

Выбирается вариант В, т.к.:

(а) Необходимые по варианту А данные недоступны;

(б) Только атомные и возобновляемые источники энергии рассматриваются как low-cost/must run и количества электроэнергии, поставляемой в сеть от этих источников известно;

(с) Внесетевые энергоустановки не включаются в расчет.

По этому варианту простой ОМ коэффициент выбросов определяется по следующей формуле:

$$EF_{grid,OMsimple,y} = \frac{\sum FC_{i,y} \times NCV_{i,y} \times EF_{CO_2,i,y}}{EG_y} \quad (1)$$

где:

$EF_{grid,OMsimple,y}$ – простой ОМ коэффициент выбросов в году y [$t\ CO_2/MВт-ч$];

$FC_{i,y}$ – количество ископаемого топлива i , потребленного проектной энергосистемой в году y [единица массы или восток];

$NCV_{i,y}$ – чистая теплотворная способность (содержание энергии) ископаемого топлива вида i в году y [$ГДж/единица\ массы\ или\ объема$];

$EF_{CO_2,i,y}$ – коэффициент эмиссии CO₂ ископаемого топлива вида i в году y [$t\ CO_2/ГДж$];

EG_y – чистая выработанная и поставленная в сеть всеми снабжающими систему энергоустановками электроэнергия, за исключением low-cost/must-run электростанций/энергоблока, в году y [$MВт-ч$];

i – все виды ископаемого топлива, сжигаемого электростанциями/энергоблоками n в году y ;

y – три последних года, данные по которым доступны (2006-2008).

Данные чистого производства электроэнергии и топлива, потребленного проектной энергосистемой получены от Федеральной службы "РосСтат".

Таблица 3 Чистое производство электроэнергии в ОЭС Урала

Территориальные энергосистемы ОЭС Урала	Тыс.МВт-ч		
	2006	2007	2008
ОЭС Урала	215 984	222 265	228 371
Республик Башкортостан	22 713	22 996	22 251
Республика Удмуртия	2 553	2 836	2 836
Пермская область	22 654	24 763	25 122
Кировская область	3 911	4 037	4 096
Оренбургская область	14 728	15 262	15 470
Курганская область	1 690	1 673	1 714
Свердловская область	41 140	39 480	44 757
Тюменская область	81 163	84 656	86 213
Челябинская область	25 433	26 561	25 912
<i>Данные РосСтата</i>			

Количество ископаемого топлива выражается в тоннах условного топлива (т у.т.), чья теплотворная способность равна 7,000 ккал/кг, или 29,31 ГДж/т у.т.

Таблица 4 Потребление топлива для производства электроэнергии тепловыми электростанциями ОЭС Урала

Fuel	ТДж		
	2006	2007	2008
Все топлива по ОЭС Урала,	2 132 293	2 196 238	2 284 999
в том числе:			
природный газ	1 740 162	1 792 348	1 864 786
мазут	25 759	26 532	27 604
уголь	294 009	302 826	315 065
иное	72 362	74 532	77 544
<i>Данные РосСтата</i>			

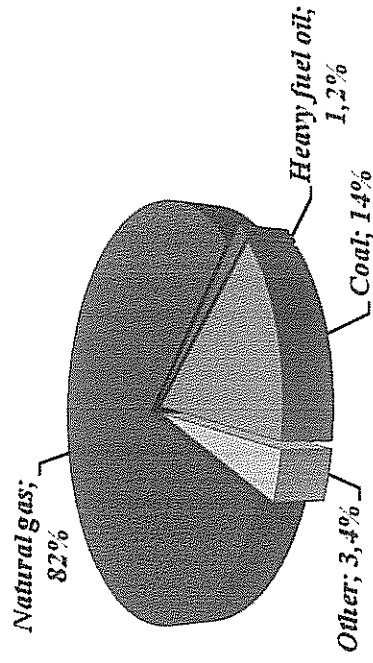


Рис. 2 Топливный баланс ОЭС Урала (по данным РосСтата)

Коэффициенты эмиссии МГЭИК представлены в таблице 5.

Таблица 5 Коэффициенты эмиссии МГЭИК для топлива

Топливо	т CO ₂ /ГДж
Природный газ	0.0561
Мазут	0.0774
Уголь	0.0961
Иные*	0*

Источник данных: *Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, IPCC, 2006*

* 3.4% других видов топлива с коэффициентами эмиссии, имеющими промежуточное значение между минимальным и максимальным значениями, вызовут изменения в результатах расчета много менее 1%. Возможно пренебречь этим.

Таблица 6 ОМ коэффициент выбросов для ОЭС Урала

Параметр	Размерность	2006	2007	2008
Чистое производство электроэнергии	тыс. МВт-ч	215 984	222 265	228 371
Выбросы CO ₂ , в том числе:	тыс. т CO ₂	127 871	131 706	137 029
– от природного газа	тыс. т CO ₂	97 623	100 551	104 614
– от мазута	тыс. т CO ₂	1 994	2 054	2 137
– от угля	тыс. т CO ₂	28 254	29 102	30 278
ОМ коэффициент эмиссии	т CO ₂ /МВт-ч	0.592	0.593	0.600
Средневзвешенный ОМ коэффициент эмиссии EF_{ВМ}	т CO ₂ /МВт-ч	0.595		

В соответствии с Инструментом, для варианта «Простой ОМ» коэффициент выбросов определяется как ex-ante, один раз на стадии валидации, поэтому ни мониторинг, ни пересчет в течение 1-го зачетного периода не требуется.

ШАГ 5: Определение группы энергоблоков для включения в ВМ

В соответствии с Инструментом, используемая для расчета ВМ выборка энергоблоков включает:

- (а) множество из 5 самых новых (построенных последними по времени) энергоблоков, или
- (б) множество дополнений мощности в системе электроснабжения, которые покрывают 20% от выработки системы (в МВт-ч) и построенные последними по времени.

Рост производственных мощностей вследствие модернизации электростанций не должен быть включен в расчеты EF_{grid,ВМ,y}.
 Что касается марочных данных проектов, участники могут выбрать один из 2 вариантов:

Вариант 1: Для первого периода кредитования вычислить ВМ коэффициент эмиссии ex ante по самой свежей доступной информации по энергоблокам для выборки *n*, уже построенным ко времени передачи МЧР-проектной документации в DOE для валидации... Этот вариант не требует мониторинга коэффициента эмиссии в течение периода кредитования.

Вариант 2: Для первого периода кредитования, ВМ коэффициент эмиссии будет пересматриваться ежегодно, ex post, включая те энергоблоки, которые будут построены к году регистрации проекта, или, если информация к году регистрации недоступна, включая энергоблоки, построенные до того года, по которому доступна информация...

Выбирается вариант 1: Для первого периода кредитования вычислить VM коэффициент эмиссии *ex ante* по самой свежей доступной информации по энергоблокам для выборки *m*, уже построенным ко времени передачи проектной документации для детерминации. Этот вариант не требует мониторинга КЭ.

Электростанция/энергоблоки, построенные в регионе за последние 10 лет, представлены в таблице 7.

Таблица 7 Новые электрические мощности ОЭС Урала с 2001 года

<u>Ref</u>	Электростанция	Мощность, МВт	Год ввода в эксплуатацию	Топливо	Вид оборудования
[1]	Закамская ТЭЦ-5 блок №1	25	2001	Природный газ	Паровая турбина ПТ-25/29 -2,9/1,0
[2]	Безниковская ТЭЦ-2	12	2003	Природный газ	Паровая турбина Р-12-29/1,6
[3]	Нижнее-Вартовская ГРЭС, блок №2	800	2003	Полутный газ	Паровой энергоблок К-800-240-5
[4]	Кизеловская ГРЭС-3	29	2004	Природный газ	Паровая турбина ПТ-26/29-2,9/1,3
[5]	Тюменская ТЭЦ-1, блок №1	190	2004	Природный газ	СС GT, V64.3A + Т-130-160-12,8
[2]	Березовская ГРЭС-2	30	2005	Природный газ	Паровая турбина ПТ-30/35-3,4/1,0
[1]	Закамская ТЭЦ-5, блок №2	29	2006	Природный газ	Паровая турбина ПТ-29/35-2,9/1,0
[6]	Челябинская ТЭЦ-3, блок № 2	180	2006	Природный газ	Паровой энергоблок Т-180/210-130
[7]	Медногорская ТЭЦ	10	2006	Природный газ	Газовая турбина ГТУ-10 (НК)
[6]	Челябинская ГРЭС	12	2007	Природный газ	Паровая турбина
[8]	Чайковская ТЭЦ-18	50	2007	Природный газ	Паровая турбина Т-30/50-1,28
[9]	Пермская ТЭЦ-14	35	2008	Природный газ	Паровая турбина Т-35/55-130
[10]	Екатеринбургская ГТ ТЭЦ	18	2009	Природный газ	2 газовых турбины ГТЭ-009

[1] http://www.tgk-9.ru/pern_rus_p_4.html

[2] http://www.tgk-9.ru/pern_rus_p_.html

[3] <http://www.ogki.com/?ch=pl&id=5&art=2>

[4] http://www.tgk-9.ru/pern_rus_p_2.html

- [5] <http://www.fortum.ru/production/tyumen-production/>
 [6] <http://www.fortum.ru/production/chel-production/>
 [7] http://www.ortgk.ru/news/?news_id=332
 [8] http://www.rao-ees.ru/ru/invest_inov/news_invest/2007/show.cgi?nip310107per.htm
 [9] http://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2009/pokazateli_2008.pdf
 [10] http://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2010/ues_rep_2009.pdf

Паровые турбины, введенные в эксплуатацию на Закамской ТЭЦ-5, Кизеловской ГРЭС-3, Березниковской ТЭЦ-2, Чайковской ТЭЦ-18 и Пермской ТЭЦ-14 не могут быть отнесены к “новым мощностям”, так как они являются заменой устаревших турбин. Новые газовые турбины на Медногорской ТЭЦ и Екатеринбургской ТЭЦ – малой мощности. Таким образом, новыми мощностями, относящимися к которме недавно построенных установок, являются:

- 1) 880 МВт паровой энергоблок No. 2 Нижне-Вартовской ГРЭС;
- 2) 190 МВт СС GT энергоблок No. 1 Тюменской ТЭЦ-1;
- 3) 180 МВт паровой энергоблок No. 2 Челябинской ТЭЦ-3.

Выше приведенные мощности покрывают лишь около 3% от ОЭС Урала, которга из 3-х электростанций не соответствует условиям (а) и (б), приведенным выше. Инструмент утверждает, что если такой подход не отражает достаточнo электростанций, которые, вероятно, были бы построены в отсутствие деятельности по проекту, участникам проекта предлагается предложить альтернативу. Таким образом, мы вынуждены обратиться к этой возможности. Если расширить временной период свыше 10 лет, электростанции представляли бы старые технологии. Наиболее разумный подход заключается в выборе электростанций/энергоблоков, которые находятся в стадии строительства в настоящее время (ближайшие строящиеся). Такими двумя электростанциями являются:

- 220 МВт СС GT блок No.3 на Челябинской ТЭЦ-3 (ввод ожидается в 2010);
- 220 МВт СС GT блок No.2 Тюменской ТЭЦ-1 (ввод ожидается в 2010).

Источник: <http://www.fortum.ru/production/investment/>

Шаг 6: Расчет VM коэффициента эмиссии

В соответствии с Инструментом, VM коэффициент эмиссии является средневзвешенным по выработке коэффициентом эмиссии всех энергоблоков в году u и рассчитывается следующим образом:

$$EF_{grid,VM,y} = \frac{\sum EG_{m,y} \times EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} \quad (2)$$

где:

$EF_{grid, BM, y}$ – BM CO₂ коэффициент эмиссии в году y [т CO₂/МВт-ч];

$EG_{m, y}$ – чистый отпуск электроэнергии в сеть от энергоблока m в году y [MWh];

$EF_{EL, m, y}$ – коэффициент эмиссии CO₂ энергоблока m в году y [тCO₂/MWh];

m – энергоблоки, включенные в когорту ВМ;

y – последний год, для которого доступны данные по выработке электроэнергии.

Здесь метод расчета $EF_{EL, m, y}$ является такой же, что и для расчета $EF_{grid, OMsimple, y}$, т.е. с использованием удельного потребления топлива на выработку 1 кВт-ч электроэнергии $b_{m, y}$ [г у.т./кВт-ч].

$$EF_{EL, m, y} = b_{m, y} \times EF_{CO_2, fuel} \quad (3)$$

где:

$b_{m, y}$ – удельного потребления топлива энергоблока m [ГДж/МВт-ч];

$EF_{CO_2, fuel}$ – топливный коэффициент эмиссии (по видам топлива) в [т CO₂/ГДж]; коэффициенты МГЭИК для основных видов топлива представлены в таблице 5.

Таблица 8 Расчет ВМ коэффициента эмиссии

Электростанция	Мощность, МВт	Коэффициент использования установленной мощности ⁴ %	Чистая выработка МВт-ч	Удельное потребление топлива		Коэффициент эмиссии
				Г у.т. кВт-ч	ГДж МВт-ч	
Нижнее-Вартовская ГРЭС, блок No. 2 ¹	800	-	5 817 000	304.5	8.925	0.501
Челябинская ТЭЦ-3, блок в паровой турбиной ²	180	66%	1 037 700	330.0	9.672	0.543
Тюменская ТЭЦ-1, блок No. 1 СС GT ³	190	75%	1 243 170	248	7.269	0.408
Тюменская ТЭЦ-1, блок No. 2 ³	220	75%	1 439 460	248	7.269	0.408
Челябинская ТЭЦ-3, блок No. 3, СС GT ³	220	66%	1 268 300	248	7.269	0.408
Средневзвешенный ВМ коэффициент эмиссии EF_{BM}			0.471			

¹ Отчетные данные электростанции

² Отчетные данные аналогов

³ Концепция технической политики ОАО РАО «ЕЭС России» до 2030 года
http://www.rao-ees.ru/rn/invest_inov/concept_2030.pdf

⁴ Данные РосСтат

EF_{BM} определяется либо *ex-ante* (для уже эксплуатирующихся электростанций), либо по проектным показателям наиболее эффективных режимов двух строящихся электростанций (что консервативно). Этот вариант не требует мониторинга коэффициента эмиссии в течение периода кредитования.

Шаг 7: Расчет CM коэффициента эмиссии

Комбинированный предельный коэффициент эмиссии (CM) рассчитывается следующим образом:

$$EF_{grid,CM} = W_{OM} \times EF_{grid,OM} + W_{BM} \times EF_{grid,BM} \quad (4)$$

где:

$EF_{grid,CM}$ – CM коэффициент эмиссии [т CO₂/МВт-ч];

$EF_{grid,OM}$ – OM коэффициент эмиссии [т CO₂/МВт-ч];

$EF_{grid,BM}$ – BM коэффициент эмиссии [т CO₂/МВт-ч];

W_{OM} – доля OM коэффициента эмиссии;

W_{BM} – доля BM коэффициента эмиссии.

Для первого периода кредитования Инструмент рекомендует применять $W_{OM} = W_{BM} = 0.5$.

CM сетевой коэффициент эмиссии $EF_{grid,CM} = 0.5 \times 0.595 + 0.5 \times 0.471 = 0.533 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$.

CM коэффициент эмиссии является *ex-ante* для периода 2008-2012, так как OM и BM коэффициенты эмиссии также являются *ex-ante*.

Расчет проектных эмиссий от увеличения электропотребления

Tool не охватывает потери, связанные с передачей электроэнергии от генераторов к потребителям. Вместе с тем, они должны учитываться. Методология учета отражена в методологии "Tool to calculate projects emissions from electricity consumption" (version 01). В соответствии с этой

методологией, расчет увеличения проектных эмиссий от увеличения потребления электроэнергии вследствие проектной деятельности рассчитывается как:

$$EI_{ЕС,y} = AEC_{y,x} EF_{grid,CM} / (1 - TDL_y) \quad (5)$$

где:

$EI_{ЕС,y}$ – увеличение выбросов в году y (т CO_2 /год);

AEC_y – дополнительное потребление электроэнергии вследствие проектной деятельности в году y (МВт-ч/год);

$EF_{grid,CM}$ – CM коэффициент эмиссии для ОЭС Урала; как рассчитано выше: $EF_{grid,CM} = 0.533 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$;

TDL_y – средние технические потери передачи и распределения в сетях ОЭС Урала (%/100).

Следуя изложенному логическому посылу, учет потерь передачи и распределения проводится путем корректировки CM коэффициента эмиссии на величину потерь. В соответствии с годовыми отчетами за 2007, 2008 и 2009 электрораспределительной компании ОАО «МРСК Урала» (филиал Свердловэнерго, на территории которого находится ОАО «СТЗ») потери передачи и распределения составляют⁹:

$TDL_{2006} = 7.07\%$, $TDL_{2007} = 6.73\%$, $TDL_{2008} = 5.96\%$.

Так как потери ежегодно снижаются вследствие целенаправленных мер компании, потери в размере $TDL = 5.96\%$ могут быть приняты *ex-ante* без необходимости мониторинга параметра в течение периода кредитования.

Таким образом, итоговый CM коэффициент эмиссии для ОЭС Урала, который будет использован при мониторинге проекта (IDN #18, таблица D.1.1.2 проектной документации) равен:

$$PE_{CO_2,ELEC,y} = EF_{grid,CM} / (1 - TDL) = 0.533 / (1 - 0.0596) = 0.567 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

⁹ <http://www.mrsk-ural.ru/ru/371>, отчет за 2008 год, стр.40

Расчет эмиссий ПГ за 2009 год по плану мониторинга

IDN	Наименование параметра	Обозначение	Размерность	Величина	Примечания
1. Расчет выбросов CO2 от потребления электроэнергии					
<i>Расчет потребления электроэнергии комплексом ДСП</i>					
1	Потребление электроэнергии - ДСП	ES _{EAF, PJ, y}	kWh/year	248 990 937	
2	Потребление электроэнергии - дымососы (газоочистка)	ES _{smoke exhauster, PJ, y}	kWh/year	40 773 888	
3	Потребление электроэнергии - насосы чистых оборотных циклов №1, 2:	ES _{RW, PJ, y}	kWh/year	7 980 760	= 6 343 960 + 1 636 800
3.1.	Потребление электроэнергии - насосы чистого оборотного цикла №1	ES _{RW 1, PJ, y}	kWh/year	6 343 960	
3.2.	Потребление электроэнергии - насосы чистого оборотного цикла №2	ES _{RW 2, PJ, y}	kWh/year	1 636 800	
4	Потребление электроэнергии - насосы оборотного цикла ХОВ №1	ES _{CCW 1, PJ, y}	kWh/year	6 310 980	
5	Потребление электроэнергии - насосы оборотного цикла ХОВ №2	ES _{CCW 2, PJ, y}	kWh/year	1 116 000	
6	Потребление электроэнергии комплексом ДСП	ES _{TOTAL complex EAF, PJ, y}	kWh/year	305 172 565	
<i>Расчет потребления электроэнергии на производство вторичных энергоресурсов для ДСП</i>					
7	Потребление сжатого воздуха - ДСП	CC _{AIR, EAF, PJ, y}	m ³ /year	40 288 000	
8	Потребление кислорода - ДСП	CC _{OXIGEN EAF, PJ, y}	m ³ /year	26 072 838	
<i>Удельный расход электроэнергии на производство вторичного энергоносителя</i>					
9	Удельный расход электроэнергии на производство сжатого воздуха	SEC _{AIR, PJ, y}	kWh/th.m ³	128,65	
10	Удельный расход электроэнергии на производство кислорода	SEC _{OXIGEN, PJ, y}	kWh/th.m ³	700	
<i>Расход электроэнергии на производство вторичного энергоносителя</i>					
11	Расход электроэнергии на производство сжатого воздуха	ES _{AIR, PJ, y}	kWh/year	5 183 051	

IDN	Наименование параметра	Обозначение	Размерность	Величина	Примечания
12	Расход электроэнергии на производство кислорода	ES _{OxIGEN, PJ, y}	kWh/year	18 250 987	
13	<i>Расчет потребления электроэнергии на приготовлении известки для ДСП</i>				
13	Объем потребления электроэнергии участком приготовления известки	ES _{CaO, PJ, y}	kWh/year	1 691 000	
14	Объем производства известки участком приготовления известки	P _{CaO, PJ, y}	t CaO/year	27 011	
15	Объем потребления известки в ДСП	CS _{CaO, PJ, y}	t CaO/year	21 294	
16	Потребление электроэнергии на производство известки для ДСП	ES _{CaO EAF, PJ, y}	kWh/year	1 333 117	
17	Потребление электроэнергии по проекту ВСЕГО	ES _{PJ, y}	kWh/year	329 939 720	
18	КЭ для электроэнергии	EF _{CO2,ELEC}	tCO2/MWh	0,567	См. приложение 1
19	Выборы CO2 от потребления электроэнергии	PE_{CO2,ELEC,y}	tCO2/year	187 076	
19.1	Выборы CO2 от производства кислорода (leakages)	PE _{OxIGEN, ELEC, PJ, y}	tCO2/year	10 348	
19.2	Прямые выбросы CO2 от потребления электроэнергии	PE _{DIRECT,ELEC,y}	tCO2/year	176 728	
2. Расчет выбросов CO2 от сжигания топлива для приготовления известки для ДСП (участок приготовления известки)					
20	Потребление природного газа участком приготовления известки	CC _{NGAS CaO, PJ, y}	th.m3/year	5 897	
21	К-т пересчета в условное топливо	COEF _{NGAS,y}	t c.e./th.m3	1,147	
22	Потребление природного газа участком приготовления известки	CC _{NGAS CaO t c.e., PJ, y}	t c.e./year	6 764	
23	Потребление природного газа участком приготовления известки	CC _{NGAS CaO TJ, PJ, y}	TJ/year	198,2	
24	CO2 emission factor for natural gas	EF _{NGAS}	kgCO2/TJ	56100	
25	Выборы CO2 от сжигания топлива участком приготовления известки	PE _{CaO PROD, y}	tCO2/year	11 122	
26	Выборы CO2 от сжигания топлива для приготовления известки для ДСП	PE_{CaO, fuel combustion, y}	tCO2/year	8 768	
3. Расчет выбросов CO2 вследствие термического разложения известняка при приготовлении известки для ДСП (участок приготовления известки)					
27	КЭ для термического разложения CaCO3	EF thermal decomposition	tCO2/t CaO	0,786	

IDN	Наименование параметра	Обозначение	Размерность	Величина	Примечания
28	Выбросы CO2 вследствие термического разложения известняка при приготовлении извести для ДСП	PE thermal decompr., y	tCO2/year	16 737	
4. Прямые технологические выбросы при плавке в ДСП					
<i>Потребление углеродосодержащего сырья (на входе) ДСП:</i>					
29	Металлолом	CC Scrap, PJ, y	t/year	678 099	
30	Антрацит (уголь) - завалка	CC Anthracite, PJ, y	t/year	9 839	
31	УСМ на вдувание	CC Charge Carbon 1, PJ, y	t/year	6 150	
32	Другие УСМ, в т.ч.: "- ВУМ-3	CC Charge Carbon 2, PJ, y	t/year	1 792	
33	"- бой электродов Электроды ДСП	CC Carbon Electrodes, PJ, y	t/year	203	
<i>Содержание углерода в углеродосодержащих материалах:</i>					
34	Металлолом	C Scrap	t C/t	0,01	
35	Антрацит (уголь) - завалка	C Anthracite	t C/t	0,83	
36	УСМ на вдувание	C Charge Carbon 1	t C/t	0,83	
37	Другие УСМ, в т.ч.: "- ВУМ-3	C Charge Carbon 2	t C/t	0,83	
38	"- бой электродов Электроды ДСП	C Carbon Electrodes	t C/t	0,83	«2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories» (Volume 3: IPPU, table 4.3, page 4-27)
<i>Поступление углерода на вход ДСП с углеродосодержащими материалами:</i>					
39	Металлолом	CC C-input Scrap, PJ, y	t C/year	6 781	
40	Антрацит (уголь) - завалка	CC C-input Anthracite, PJ, y	t C/year	8 166	
41	УСМ на вдувание	CC C-input Charge Carbon 1, PJ, y	t C/year	5 105	
42	Другие УСМ, в т.ч.: "- ВУМ-3	CC C-input Charge Carbon 2, PJ, y	t C/year	1 654	= 1 487 + 166
43	"- бой электродов Электроды ДСП	CC C-input Carbon Electrodes, PJ, y	t C/year	1 487	
			t C/year	166	
			t C/year	1 179	

IDN	Наименование параметра	Обозначение	Размерность	Величина	Примечания
44	Поступление углерода "на вход" ДСП с углеродсодержащими материалами ВСЕГО	CC _{C-Input, PJ, y}	t C/year	22 885	
45	Прямые технологические выбросы при плавке в ДСП	PE _{C-Input, y}	tCO ₂ /year	83 918	
5. Расчет выбросов CO₂ от сжигания топлива в ДСП					
46	Потребление природного газа ДСП	CC _{NGAS EAF, PJ, y}	th.m ³ /year	7 444	
47	Потребление природного газа ДСП	CC _{NGAS EAF t c.e., PJ, y}	t c.e./year	8 538	
48	Потребление природного газа ДСП	CC _{NGAS EAF TJ, PJ, y}	TJ/year	250,3	
49	КЭ для природного газа	EF _{NGAS}	kgCO ₂ /TJ	56100	
50	Выбросы CO ₂ от сжигания топлива в ДСП	PE _{EAF, fuel combustion, y}	tCO ₂ /year	14 039	
51	Выбросы CO₂ по проекту ВСЕГО	PE _y	tCO ₂ /year	310 538	
52	Вылавка стали в ДСП	P _{steel, y}	t/year	627 285	
Расчет выбросов CO₂ по исходным условиям					
53	Средний удельный выброс CO ₂ от всех источников прямых выбросов CO ₂ (без потребления электроэнергии)	SEF _{BL, DIR 2005-2007}	tCO ₂ /t steel	1,007	
54	Среднее за 2005-2007 г.г. удельное потребление электроэнергии на тонну выплавленной стали	SEC _{BL, EL 2005-2007}	MWh/t	0,085	
55	Выбросы CO₂ по исходным условиям	BE _y	tCO ₂ /year	662 072	
56	Объем ЕСВ	ERU _y	tCO ₂ /year	351 534	