



Категория	Название
НО: 1.A.1	Энергетические отрасли промышленности
ИНЗВ: 01	Сжигание в перерабатывающих отраслях энергетической промышленности
МСОК:	
Версия Руководство 2016	

Основные авторы

Карло Троцци

Соавторы (включая лиц, внесших свой вклад в разработку предыдущих версий данной главы)

Оле-Кеннет Нильсен, Марлен Плейдруп, Отто Рентц, Дагмар Эртель, Майк Вудфилд и Роберт Стюарт

Содержание

1	Общие сведения	4
2	Описание источников.....	5
2.1	1.А.1.а - Производство электричества и тепла общего пользования.....	5
2.2	1.А.1.б Очистка нефти и нефтепродуктов	7
2.3	1.А.1.с Производство твердого топлива и другие энергетические отрасли промышленности.....	7
3	1.А.1.а Производство электричества и тепла общего пользования.8	
3.1	Методики	8
3.2	Выбросы.....	11
3.3	Средства регулирования	13
3.4	Методы	15
4	1.А.1.б Очистка нефти и нефтепродуктов	41
4.1	Методики	41
4.2	Выбросы.....	41
4.3	Средства регулирования	44
4.4	Методы	44
5	1.А.1.с Производство твердого топлива и другие энергетические отрасли промышленности.....	57
5.1	Методики	57
5.2	Выбросы.....	57
5.3	Средства регулирования	58
5.4	Методы	58
6	Качество данных	64
6.1	Полнота	64
6.2	Предотвращение двойного учета с другими секторами.....	64
6.3	Проверка достоверности.....	64
6.4	Разработка согласованного временного ряда и повторный расчет	67
6.5	Оценка неопределенности	68
6.6	Обеспечение/контроль качества инвентаризации ОК/КК	68
6.7	Картирование	68
6.8	Отчетность и документация	69
7	Глоссарий	69
8	Список использованной литературы.....	70
9	Наведение справок	73
	Приложение А. Сводка по установкам для сжигания и кодам НО.....	74
	Приложение В. Дополнительная информация по выбросам и средствам их сокращения	76
	Приложение С. Содержание серы в топливе.....	83
	Приложение D. Коэффициенты выбросов, полученные из предельно допустимых значений выбросов.....	84
	Приложение E. Расчет коэффициентов выбросов из концентраций	91

Приложение F. Коэффициенты выбросов из более ранних выпусков Руководства.....91

1 Общие сведения

В этой главе приводится описание методов и данных, необходимых для оценки выбросов в результате вида деятельности, соответствующего по коду НО сектора 1.A.1 Энергетические отрасли промышленности. Этот вид деятельности включает в себя сжигание и переработку топлива для производства энергии, например, электрической или тепловой, когда используемые для этого установки рассматриваются как точечные:

- 1 A 1 a — Производство электричества и тепла общего пользования
- 1.A.1.b — Очистка нефти и нефтепродуктов
- 1.A.1.c — Производство твердого топлива

Информация, приведенная в этой главе, также подходит для оценки выбросов от стационарных установок по сжиганию в пределах иных категорий НО (например, для промышленных установок по сжиганию, сектор 1.A.2). Сжигание в меньших масштабах (обычно < 50 МВт) рассматривается в гл. 1.A.4.

Выбросы, возникающие в результате хранения и транспортировки топлива, остатков от сжигания, исходных материалов, используемых при борьбе с загрязнением, а также остатков после их применения, сюда не включены; они относятся к неконтролируемым выбросам по коду НО 1.B. Сюда также не входит руководство по оценке выбросов, образуемых в процессе сжигания отходов (см. отдельные главы, посвященные сжиганию отходов: 6.C.a, 6.C.b, 6.C.c и 6.C.e). Однако при использовании методов регенерации тепла или производства энергии в процессе мусоросжигания этот выброс следует приводить в отчете для соответствующей категории видов деятельности 1.A.1.

Диапазон видов деятельности, относящихся к гл. 1.A, приводится далее в разделе 2; информация по секторам, которые включают в себя деятельность по сжиганию, приводится в приложении А.

Диапазон видов деятельности, относящихся к гл. 1.A, приводится далее в разделе 2; информация по секторам, которые включают в себя деятельность по сжиганию, приводится в приложении А.

Наиболее важные с точки зрения учета, загрязняющие вещества, выбрасываемые в атмосферу в результате этих видов деятельности, приводятся в табл. 1-1.

Таблица 1-1. Загрязняющие вещества, потенциально подходящие для видов деятельности по сжиганию по Категории 1.A.1, которая рассматривается как ключевая

Источник выброса	Вещество														
	Твердые частицы (общее число взвешенных частиц)	ТЧ10	ТЧ2,5	Окислы серы	Окислы азота	Окислы углерода	Хлористый водород	Летучие органические соединения	Металлы (за исключением ртути и кадмия) и их соединения	Ртуть, кадмий	ПАУ (полиароматические углеводороды)	Диоксиды, ПХБ, ГХБ	Аммиак	Сероводород	Черный углерод
В результате деятельности															
Топки и печи	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X			X
Газовых	X	X	X	X	X	X		X							X

турбин															
Дизельных установок	X	X	X	X	X	X	X	X	X		X				X
Деятельности по переработке	X	X	X	X	X	X	X	X	X		X		X	X	X
Коксовых печей	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		X	X	X

2 Описание источников

2.1 1.А.1.а - Производство электричества и тепла общего пользования

Этот вид деятельности включает в себя выбросы от установок для сжигания, рассматриваемых как точечные источники. В общем случае этой деятельности соответствуют выбросы от более крупных установок по сжиганию (> 50 МВт). В рамках Евросоюза, применяются различные критерии при составлении отчета по выбросам установок для сжигания согласно Директиве о промышленных выбросах - IED - 2010/75/ЕС [ЕС-IED, 2010].

Выбросы, учитываемые при этом виде деятельности, осуществляются в результате управляемого процесса сжигания (выбросы котлов, печей, газовых турбин или стационарных двигателей) и главным образом характеризуются типом используемого топлива. Кроме того, категоризацию источников выбросов при сжигании можно разработать исходя из размеров и типов установок, а также из первичных или вторичных мер сокращения выбросов. Например, используется твердое, жидкое или газообразное топливо и предпринимается целый ряд мер по снижению выбросов (например, контроль за ТЧ, SO₂ и NO_x).

Выбросы от предприятий, производящих энергию для своих нужд (государственные или частные предприятия, которые производят электричество/тепло целиком или частично для поддержания основного вида деятельности, далее – автономные предприятия) должны быть отнесены к сектору, в котором они были получены, а не к сектору 1.А.1.а.

При многочисленных видах деятельности завода и взаимосвязей между ними может и не быть четкого разграничения между автономными предприятиями и предприятиями, основной вид деятельности которых связан именно с производством энергии. Наиболее важная проблема состоит в том, чтобы все объекты были учтены в наиболее подходящих для них категориях, полностью и согласованным образом. Дополнительная информация по автономным предприятиям приводится в нормативах IPCC 2006 [IPCC, 2006]: www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.htm.

В зависимости от конкретного приложения можно применить ряд технологических схем для тех или иных видов деятельности. Типичные технологические схемы приведены на рис. 2-1, 2-2 и 2-3.



Рисунок 2-1 Схема технологического процесса для ТЭЦ, основанная на IPCC Рис. 2.2. в главе Отрасли энергетической промышленности

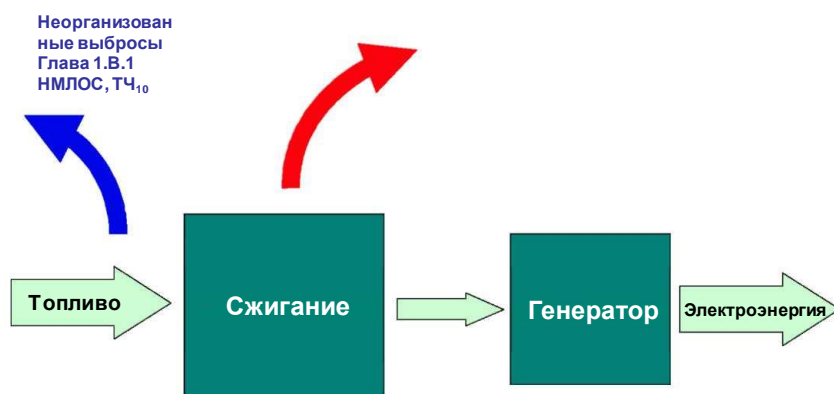


Рисунок 2-2 Схема технологического процесса для электростанции, основанная на IPCC Рис. 2.2. в главе Отрасли энергетической промышленности



Рисунок 2-3 Схема технологического процесса для комбинированной установки, производящей электроэнергию и тепло, основанная IPCC Рис. 2.2. в главе Отрасли энергетической промышленности

2.2 1.А.1.в Очистка нефти и нефтепродуктов

Этот вид деятельности включает в себя выбросы от процессов производства и сжигания при очистке. Процессы сжигания включают нагревание сырой нефти и нефтепродуктов без прямого контакта продуктов с пламенем. Деятельность по сжиганию, как правило, аналогична видам деятельности, описанным в 1.А.1.а, но включает в себя такие топлива, как нефтезаводской газ. Процессы производства, такие как термический крекинг и каталитическая регенерация, а также сраствливание, сжигание в факеле и неорганизованные выбросы, рассматриваются в главах, относящихся к 1.В.2.

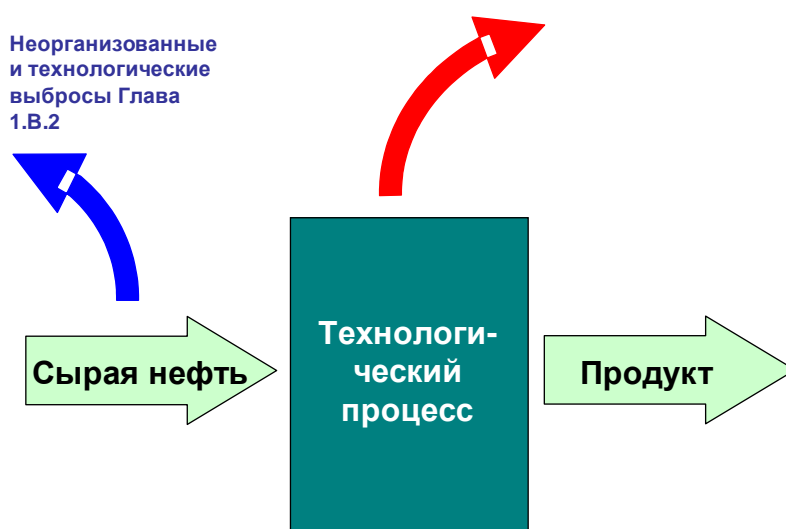


Рисунок 2-4 Схема технологического процесса для нефтепереработки, основанная на IPCC Рис. 2.3. в главе Отрасли энергетической промышленности

2.3 1.А.1.с Производство твердого топлива и другие энергетические отрасли промышленности

Обратите внимание, что добыча угля и его первичная обработка приведены в главе 1.В. К категории 1.А.1.с относится деятельность по изготовлению кокса и выбросы, связанные с горением в коксовой печи. Неорганизованные выбросы от (например) гашения (отжига) и утечки через дверь, рассмотрены в главе 1.В. Основное использование кокса приходится на производство железа и стали.

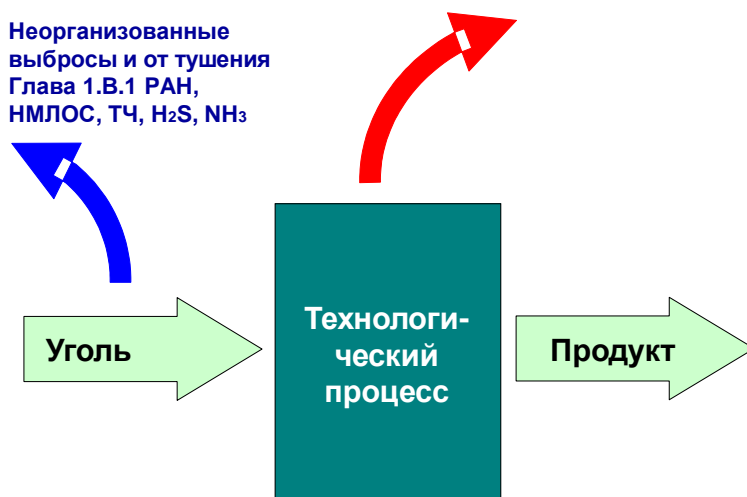


Рисунок 2-5 Схема технологического процесса для изготовления кокса, основанная на IPCC Рис. 2.3. в главе Отрасли энергетической промышленности

3 1.А.1.а Производство электричества и тепла общего пользования

3.1 Методики

Подробное изложение методик, используемых при сжигании твердого, жидкого и газообразного топлива, можно найти в примечании к Наилучшим доступным технологиям (BREF) для энергетических установок [Европейское бюро по контролю и предотвращению комплексного загрязнения (EIPPCB), 2015] и в Руководстве по коэффициентам выбросов Агентства по охране окружающей среды США (USE PA) (US EPA, AP-42). Обычно размер установки этой категории НО превышает 50 МВтт; руководство по оценке выбросов от менее крупных установок можно найти в гл. 1.А.4.

Некоторые общие детали технологий приводятся здесь, но, несмотря на относительно небольшое число установок, существует большой диапазон типов топлива, технологий их сжигания и используемых мер по ограничению выбросов.

3.1.1 Сжигание угля и других видов топлива из твердых минералов

Уголь широко используется в форме пылеугольного топлива в тангенциальных печах, в печах с горелками, расположенными на стенке, а также с горелками, ориентированными вниз. Стационарный котел с сухим золоудалением (ДВВ) обычно имеет температуру горения $900 \div 1200$ °С, что приводит к выгрузке из камеры горения сухой золы. Этот тип котла в основном используется для сжигания твердого и бурого угля/лигнита и используется во всей Европе.

Стационарный котел с мокрым золоудалением (WВВ) обычно имеет температуру горения, превышающую 1400 °С, что ведет к разгрузке жидкого расплавленного шлака из камеры горения. Этот тип котлов используется для каменного угля с низким содержанием летучих компонентов и в основном применяется в Германии.

При сжигании в псевдооживленном слое (FBC) горение топлива происходит с помощью впрыскивания воздуха для горения через нижнюю часть котла в турбулентный слой. Обычно относительно низкие выбросы достигаются за счет перемещения воздуха, добавления известняка и низкой температуры горения, приблизительно в 750–950 °С. FBC особенно подходит для угля с высоким содержанием углекислого калия. Только несколько крупных установок для сжигания оснащены технологией FBC; в этой категории мощности ≥ 300 МВт, в основном, используются установки горения в циркулирующем псевдооживленном слое (CFBC). Другие типы печей используют также технологию горения на решетке (GF), но они обычно сравнительно небольшого размера.

3.1.2 Сжигание биомассы

Сжигание биомассы (соломы, древесины, биогаза и т.п.) приобретает все большее значение для стран, которые стремятся к использованию возобновляемых или не оказывающих вредное воздействие на окружающую среду источников энергии. Совместное сжигание с другим топливом предпринимается на многих типах установок по сжиганию, но установки, сжигающие только биомассу, обычно используют FBC (чаще CFBC) и системы для горения с использованием решеток (GF).

3.1.3 Сжигание торфа

Сжигание торфа используется в нескольких странах и в основном осуществляется с применением измельченного торфа в FBC на современных объектах, но используются также и другие технологии.

3.1.4 Сжигание газа и нефти

Котлы и печи

Эти технологии используются в диапазоне от относительно небольших жаротрубных котлов (производительность до 20 МВт) до крупных водотрубных котлов с мощностью до 2000 МВт.

Газовые турбины

Газовые турбины устанавливаются с тепловой мощностью в диапазоне от нескольких сот кВт до 1000 МВт. В основном используются такое газообразное топливо, как природный газ или, в некоторых случаях, технологический газ или продукты газификации. Используются также жидкое топливо, как легкие дистилляты (например, лигроин, керосин или газойль), но применение жидкого топлива ограничивается специфическими областями или как резервное топливо.

Газовые турбины имеют авиационную конструкцию (в основе которой - конструкция многовальная установки, заимствованной у авиационных двигателей) или конструкцию промышленных мощных газовых турбин, в основе которых - одновальная конструкция. Газовые турбины для производства электроэнергии могут иметь открытый (простой) цикл, но чаще устанавливаются как часть турбины с парогазовым циклом (CCGT). В установках CCGT парогенератор с рекуперацией тепла (HRSG) используется для восстановления отходящего тепла от сгоревших газов, обеспечивая пар для вращения паровой турбины, которая приводит в действие генератор переменного тока, производя больше электроэнергии. Результирующий коэффициент полезного действия современных CCGT превышает 50 %.

Газовые турбины часто используются на теплоэлектростанциях, при этом газовая турбина непосредственно соединяется с электрогенератором и энергия от горячих выходящих газов регенерируется в подходящем HRSG (котле) или используется напрямую (например, для сушки). Для дополнительного подогрева отработавших газов обычно используются вспомогательные горелки.

Газовые турбины, использующие комбинированный цикл производства электроэнергии из газифицированного угля (IGCC), применяют топливный газ из угля. Обратите внимание, что для установок IGCC единственным имеющим отношение к выбросам элементом является газовая турбина.

Стационарные двигатели

К стационарным двигателям относятся двигатели с искровым зажиганием и двигатели с воспламенением от сжатия (2- и 4-тактные) с электрической мощностью на выходе от 100 кВт до более 20 МВт. Оба типа представляют значимые источники выбросов. Подобные модули обычно используются как обособленные генераторы (находящиеся вдали от питающей электросети), в небольших комбинированных тепло- и электроустановках (CHP), или для совместного получения тепловой и электрической энергии, а также в качестве резервного или аварийного источника питания.

3.2 Выбросы

Долю выбросов от установок для сжигания (рассматриваемых как точечные источники) среди суммарных выбросов, приведенную в отчетах различных стран по Конвенции о трансграничном загрязнении воздуха на большие расстояния (КТЗВБР), можно найти в базе данных выбросов, размещенных центром ЕМЕП по инвентаризации и прогнозированию выбросов⁽¹⁾

Основные загрязняющие вещества описаны ниже, а подробные сведения приведены (из предыдущей редакции Руководства) в приложении В.

Следует отметить, что методики инвентаризации выбросов парниковых газов (диоксид углерода, метан и окись азота) не включены, - см. руководство МГЭИК [IPCC, 2006].

Окислы серы

При отсутствии технологии десульфуризации отходящих газов (FGD) выбросы окислов серы (SO_x) напрямую связаны с содержанием серы в топливе. Содержание серы в природном газе после его очистки очень мало. Основной долей SO_x является двуокись серы (SO_2), хотя могут проявляться также небольшие доли серного газа (SO_3).

Окислы азота

Выбросы окислов азота (окси азота и двуокиси азота — NO_x) появляются из азота в топливе (в основном, имеющие значение для твердого и жидкого топлива) и от взаимодействия с атмосферным азотом. Регулирование процесса горения может обеспечить высокую степень сокращения выбросов NO_x (технология горелки с низким выбросом NO_x) и это может быть дополнено применением технологии селективного каталитического восстановления (SCR) или селективного некаталитического восстановления (SNCR).

Неметановые летучие органические соединения (НМЛОС)

Выбросы неметановых летучих органических соединений (НМЛОС), например, олефинов, кетонов, альдегидов появляются в результате неполного сжигания. Кроме того, могут выбрасываться непрореагировавшие топливные компоненты, такие как этан (C_2H_6). Выбросы НМЛОС и CH_4 из котлов, которые часто приводятся вместе как ЛОС (летучие органические соединения), очень незначительны для крупных установок для сжигания. Выбросы ЛОС обычно уменьшаются с увеличением производственных мощностей (Rentz et al, 1993).

Окись углерода (CO)

Окись углерода (CO) всегда появляется как промежуточный продукт процесса горения и особенно при субстехиометрических условиях. Однако выброс CO от установок для сжигания не настолько большой по сравнению с CO_2 . Механизмы образования CO и ЛОС аналогичным образом определяются условиями горения. Существенные выбросы CO могут иметь место, если условия горения являются неподходящими.

Аммиак (NH_3)

Выбросы аммиака (NH_3) обычно не связаны с процессом горения; они могут быть обусловлены незавершенной реакцией NH_3 , добавляемого в системы ограничения выбросов NO_x — селективного каталитического и некаталитического восстановления (SCR и SNCR).

Твердые частицы

Выбросы твердых частиц (ТЧ) от крупных установок (> 50 МВт) по сжиганию твердого топлива обычно ниже, чем выбросы от более мелких установок (в расчете на единицу вырабатываемой

¹ Available here: <http://www.ceip.at>

энергии); физические и химические характеристики ТЧ также могут быть различными. Это связано с различными технологиями горения и ограничения выбросов.

Горение топлива может создавать твердые остатки, которые осаждаются внутри камеры горения (зольный остаток в печи) печи, на поверхностях котла или трубопровода (зольная пыль) или на поверхности теплообменника (копоть и зольная пыль). Уголь и другое топливо со значительным содержанием золы обеспечивают максимальные выбросы ТЧ. Взвешенная зола в выходящих газах может быть удержана с помощью системы по ограничению выброса частиц или другим аналогичным оборудованием (ограничения остатков после сгорания). Материалы, которые остаются в отработавших газах после оборудования по ограничению выбросов и проникают в атмосферу, в основном относятся к ТЧ. Вторичные ТЧ образуются в химических и физических процессах после их выброса в атмосферу, и здесь рассматриваться не будут.

Различные факторы влияют на измерение и определение первичных выбросов ТЧ в результате деятельности, а количество ТЧ, определяемое при измерении выбросов, в значительной степени зависит от условий измерения. Это особенно справедливо в отношении деятельности, связанной с высокотемпературными и полувolatile компонентами выбросов-в таких случаях выбросы ТЧ могут быть разделены между твердой/аэрозольной фазой и веществом, которое является газообразным в точке отбора проб, но может конденсироваться в атмосфере. Доля фильтруемого и конденсируемого материала будет варьироваться в зависимости от температуры дымовых газов и оборудования для отбора проб.

Ряд методов измерения фильтруемых ТЧ применяется по всему миру обычно с температурой фильтра 70-160°C (температура устанавливается путем испытаний). Конденсируемые фракции могут быть определены непосредственно путем извлечения конденсированного материала из охлажденного импиджера, расположенного после фильтра – следует отметить, что в данном случае происходит конденсация без разбавления и может потребоваться дополнительная обработка для удаления погрешностей отбора проб. Другим подходом для суммарных ТЧ является разбавление, когда отбираемые дымовые или выхлопные газы смешиваются с окружающим воздухом (либо с использованием смесительного канала, либо с помощью системы разбавления проб), а фильтруемые и конденсируемые компоненты собираются на фильтре при более низких температурах (в зависимости от метода это может быть 15-52 ° C). Однако использование методов разбавления может быть ограничено из-за практических ограничений с весом и / или размером оборудования.

Коэффициенты выбросов ТЧ (для ОКВЧ, ТЧ10 и ТЧ2.5) могут представлять общую первичную эмиссию ТЧ или фильтруемую фракцию ТЧ. Описана основа коэффициента выбросов (см. Таблицы индивидуальных коэффициентов выбросов).

The PM emission factors (for TSP, PM₁₀ and PM_{2.5}) can represent the total primary PM emission, or the filterable PM fraction. The basis of the emission factor is described (see individual emission factor tables).

Черный углерод (ЧУ)

Сжигание ископаемого топлива и биомассы является главным источником выбросов черного углерода (ЧУ) (Diehl et al. 2012). Черным углеродом обозначают широкий диапазон углерода, который содержит соединения, однако определяется по оценке оптических свойств собранных твердых частиц. В него включают большие полициклические виды, от обуглившихся растений до сильно графитизированной сажи. Другие общепринятые классификации включают

элементарный углерод (ЭУ) и органический углерод (ОУ), относящиеся к видам углерода, которые могут быть классифицированы *химически*. ЭУ и ОУ всегда выделяются совместно, но в разных пропорциях, зависящих от свойств топлива и условий горения.

Используя эти классификации, ЧУ и ЭУ (как более поглощающие свет / огнеупорные виды) часто рассматриваются как равные. На самом деле могут существовать небольшие различия во фракции ТЧ ЧУ и ЭУ, как результат использования различных методов классификации. «Черный углерод» был выбран в качестве термина, определенного в Гётеборгском протоколе, с требованием о том, чтобы Стороны разрабатывали кадастры выбросов и прогнозы для ЧУ, и предлагается включить аналогичное требование в соответствии с новой Директивой о национальных предельных значениях выбросов.

Значения коэффициентов выбросов для ЧУ в литературе часто выводятся термическими химическими методами, представляющими ЭУ. Поэтому важно, чтобы составители кадастра понимали, что коэффициенты выбросов ЧУ Уровня 1 представленные в этом руководстве, считаются равными коэффициентам выбросов для ЭУ, и поэтому появляется некоторая неопределенность. Там, где это возможно, для основных источников предусмотрены приложения полной классификации углерода. Там, где это возможно, предпочтительными будут характерные для конкретной страны (более высокие по Уровню) методы.

Те же самые технологии контроля выбросов, которые ограничивают выброс ТЧ, также будут уменьшать выброс ЧУ. Однако данные измерений касательно показателей эффективности устранения загрязнения ЧУ ограничены. Это значит, что в целом предполагается, что выброс ЧУ можно уменьшить пропорционально выбросу ТЧ, поддающихся фильтрованию, в частности, выбросу ТЧ_{2.5}. Следовательно, для развития инвентаризации коэффициенты выбросов ЧУ выражаются в виде процентов от выбросов ТЧ_{2.5}. Следует отметить, что измерение выбросов ЧУ не является стандартизированным методом, и количество частиц или площадь поверхности могут быть подходящим количественным показателем. Однако подход, принятый для данной первой итерации инвентаризации ЧУ, заключается в массовой инвентаризации, основанной на инвентаризации ТЧ_{2.5}.

Металлы

Большая часть рассматриваемых тяжелых металлов (As, Cd, Cr, Cu, Hg, Ni, Pb, Se, Zn и V) обычно выбрасывается в виде соединений (например, окислов, хлоридов) вместе с частицами. Только Hg и Se, по крайней мере, частично представлены в парообразном состоянии. Содержание тяжелых металлов в угле обычно на порядок выше, чем в нефти (изредка за исключением Ni и V в тяжелом дизельном топливе) и в природном газе. Для природного газа имеют значение выбросы ртути и мышьяка. При горении угля проходит целый ряд изменений, которые приводят к выпариванию летучих элементов. Степень выпаривания соединений тяжелых металлов зависит от характеристик топлива (например, их концентрации в угле, доли неорганических компонентов, таких как кальций) и от технологических характеристик (например, тип котла, режим работы).

3.3 Средства регулирования

Подробные сведения относительно значимых технологий сокращения выбросов установок для сжигания приведены в примечании к BREF для крупных установок для сжигания (<http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/>); некоторые сведения по методам сокращения выбросов NO_x и SO₂ приводятся в приложении В. Значимые технологии снижения выбросов для отдельных загрязняющих веществ кратко описаны далее.

3.3.1 Окислы серы

В этом случае применяются методы снижения, реализуемые прямо в печи и использующие добавление абсорбента (обычно извести). Применение таких систем достаточно распространено в ФБС, где известь можно добавлять в нижний слой и повторно ее использовать.

Чаще применяется десульфуризация отработавшего газа, образуемого после сжигания, которая предназначена для удаления из него SO₂. Большая часть процессов, таких как применение влажной чистки газа (WS), впрыскивание сорбента для сушки (SDA), добавление сухого сорбента (DSI) и процесс Walther (WAP) основываются на реакции SO₂ с щелочным реагентом, добавляемым в твердом виде или в виде суспензии/раствора в воду для образования соответствующих солей. Во вторичных реакциях удаляются SO₃, фториды и хлориды. В некоторых процессах SO₂ восстанавливается в виде серы или серной кислоты. Применение процессов FGD также способствует сокращению выбросов частиц и металлов. Наиболее распространенные технологии описываются ниже.

Мокрая очистка газа (WS) известью/известняком

Загрязняющие вещества удаляются из отработавшего газа химическими реакциями с применением щелочного шлама (суспензии соединений кальция в воде). Основным продуктом этих реакций является гипс. Процесс WS представляет собой основную технологию, используемую в оборудованных FGD электрогенераторах, устанавливаемых в странах, входящих в Европейскую Организацию экономического сотрудничества и развития (OECD). Эти технологии используются на установках по сжиганию каменного угля, бурого угля и топлива с содержанием серы от 0,8 до более чем 3,0 (массовых) %. Эффективность восстановления SO₂ превышает 90 %.

Сушилка, распыляющая сорбент (полусухой) (SDA)

Процесс SDA удаляет загрязняющие компоненты из отработавшего газа в установках по сжиганию органического топлива с помощью впрыскивания шлама Ca(OH)₂. Этот процесс формирует сухой побочный продукт, который требует сбор ТЧ в направлении потока отработавших газов. Эффективность восстановления SO₂ превышает 90 %.

Добавление сухого сорбента (DSI)

Процесс DSI основывается на реакции газов/твердых частиц в отработавшем газе и сухого сорбента (обычно применяют известь, на некоторых небольших установках используют бикарбонат натрия, NaHCO₃).

3.3.2 Окислы азота

Первичные меры

Первичные меры минимизируют образование NO_x в печи или камере горения и включают в себя горелки с низким уровнем образования NO_x (LNB) с зональным распределением воздуха, повторное использование отработавшего газа, острое дутье в топках, повторное сжигание, впрыскивание воды/пара и аналогичные им технологии. Эти меры можно использовать для модернизации уже существующих котлов, тем самым обеспечивая переменную степень восстановления NO_x. Современные газовые турбины могут обеспечивать очень низкий уровень выброса NO_x за счет использования технологии горелки, работающей на обезвоженном топливе с низким выбросом NO_x (DLN) без применения вторичных мер.

Вторичные меры — процессы денитрификации

Основным методом снижения выбросов окислов азота является селективное некаталитическое восстановление (SNCR) и селективное каталитическое восстановление (SCR). Снижение содержания окислов азота в отработавшем газе основывается на избирательной

реакции NO_x. Процесс SNCR включает в себя впрыскивание аммиака или мочевины в область вблизи топки. Сокращение выбросов при использовании SNCR может быть ограниченным (не более 50 %) и его эффективность ниже, чем при использовании SCR. Система SCR основывается на избирательных реакциях с впрыскиваемыми добавками в присутствии катализатора. В качестве добавок обычно используют аммиак (газообразный и в растворе), но также и мочевины. Эффективность восстановления NO_x может быть в диапазоне 70 ÷ 90 %.

3.3.3 Твердые частицы

Основной используемый метод снижения выбросов твердых частиц состоит в применении электростатического осаждения (EP); однако также используются и матерчатые фильтры (FF). Удаление частиц приводит еще и к снижению выбросов большей части тяжелых металлов, поскольку они, в основном, представлены в виде твердых частиц. Как современные методы EP, так и FF могут считаться наилучшими из доступных методов (НДТ), но следует иметь в виду, что эффективность EP может значительно зависеть от того, какое используется оборудование, устаревшее или современное. Метод FGD может быть также эффективен для сокращения твердых частиц ТЧ; системы DSI и SDA часто применяют FF для удаления сорбента и твердых частиц; системы мокрой очистки газов также могут достигать уровня НДТ в отношении снижения выбросов твердых частиц. Мультициклонные устройства пылеулавливания устанавливаются на небольших, более старых установках для сжигания или в начальной стадии обработки.

3.4 Методы

3.4.1 Выбор метода

На рис. 3-1 представлена процедура выбора метода для оценки выбросов при сжигании в отраслях энергетической и перерабатывающей промышленности. Используются следующие основные процедуры:

- Если доступна подробная информация, необходимо ее использовать;
- Если категория источников является ключевой категорией, применяется Уровень 2 или лучший метод, кроме того собираются подробные входные данные. Дерево решений направляет пользователя в таких случаях к методу Уровня 2, так как предполагается, что легче получить необходимые входные данные для данного подхода, чем собрать данные уровня объекта для оценки Уровня 3. Однако составителю инвентаризации следует иметь в виду, что из-за сравнительно небольшого числа источников во многих случаях данные, необходимые для метода Уровня 3, может оказаться получить несколько сложнее, чем для метода Уровня 2;
- Подробный процесс моделирования в явном виде не содержится в данном дереве принятия решений. Однако детальное моделирование обычно выполняется на уровне установки и результаты такого моделирования можно видеть в 'данных по производственному объекту' (Уровень 3) на дереве решений.

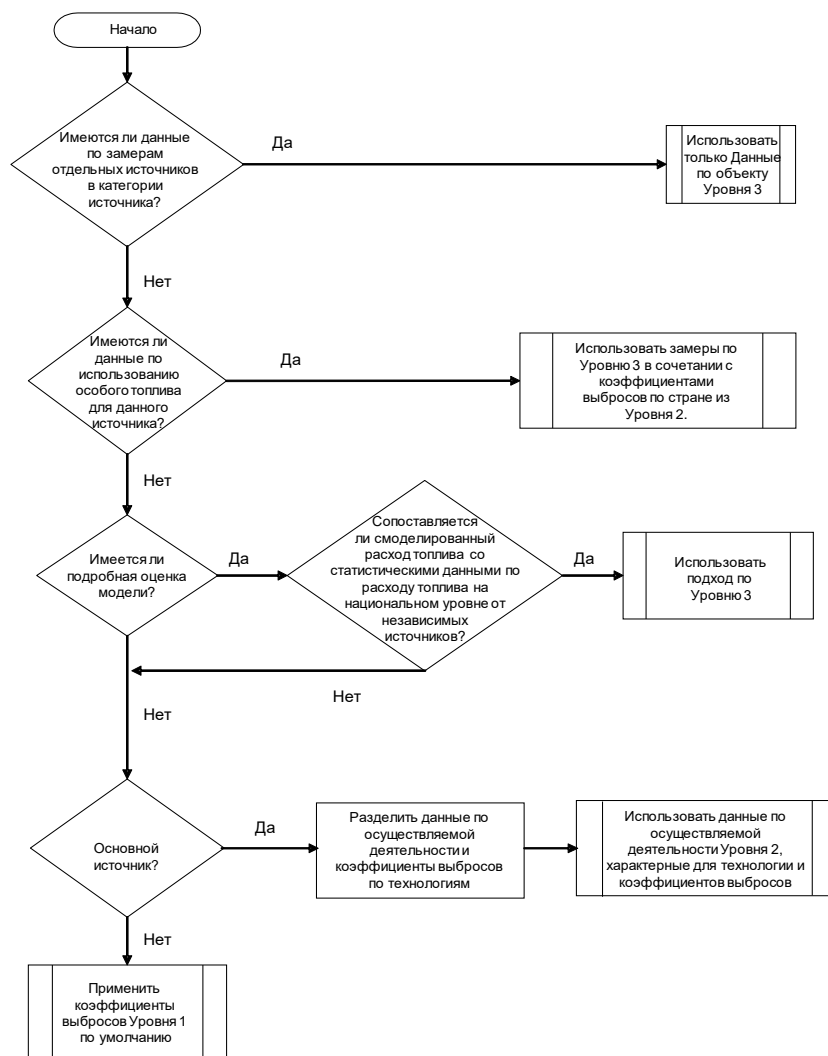


Рис. 3-1. Дерево решений для сжигания в отраслях энергетической промышленности

3.4.2 Подход по умолчанию Уровня 1

Алгоритм

В подходе Уровня 1 для выбросов от сжигания используется общее уравнение:

$$E_{\text{загрязнитель}} = AR_{\text{потребление топлива}} \times EF_{\text{загрязнитель}} \quad (1)$$

$E_{\text{загрязнитель}}$ ежегодные выбросы загрязняющего вещества

$EF_{\text{загрязнитель}}$ коэффициент выбросов этого вещества

$AR_{\text{потребление топлива}}$ деятельность, характеризуемая потреблением топлива

Это уравнение применяется на национальном уровне, используя ежегодное национальное потребление топлива (детализированное по типам топлива). Информация по потреблению топлива, подходящая для оценки выбросов при использовании упрощенной методики, доступна из статистических ежегодников ООН или национальной статистики.

Коэффициенты выбросов Уровня 1 предполагают использование средней или типичной технологии и мер сокращения выбросов.

В тех случаях, когда учитываются вполне определенные технологии сжигания и меры по сокращению выбросов, метод Уровня 1 применять нельзя, и тогда следует воспользоваться методом Уровня 2 или Уровня 3. Некоторые дополнительные сведения по способам и эффективности сокращения выбросов NO_x и SO₂ приводятся в приложении В.

Коэффициенты выбросов (EF) по умолчанию Уровня 1

Коэффициенты выбросов по умолчанию Уровня 1, получены из доступных данных и информации, которая была получена для ключевых топливных групп (табл. 3-1), приведены в табл. 3-2 – 3-7.

Таблица 3-1. Классификация топлива по Уровню 1

Тип топлива по Уровню 1	Связанные с этим типом другие виды топлива
Каменный уголь	Коксующийся уголь, другой битуминозный уголь, полубитуминозный уголь, кокс, «запатентованное» промышленное топливо
Бурый уголь	Лигнит, битумный сланец, «запатентованное» промышленное топливо, торф
Газообразные типы топлива	Природный газ, жидкости из природного газа, сжиженный нефтяной газ, газ нефтепереработки (КВ для газа нефтепереработки доступны в разделе 4.2), заводской газ, коксовый газ, доменный газ
Тяжелое дизельное топливо	Остаточный нефтепродукт, сырье нефтепереработки, нефтяной кокс, водно-битумная эмульсия, битум
Светлые нефтепродукты	Газойл, керосин, нафта, сланцевое масло
Биомасса	Древесина, древесный уголь, отходы овощей (с/х)

Следует отметить, что соответствующие типы топлива, указанные в Таблице 3-2, основаны на характеристиках выбросов и не должны использоваться для категоризации топлива по основным топливным группам (твердое, жидкое, газообразное, биомасса), которые используются в отчетности.

Коэффициенты выбросов, приведенные в табл. 3-3 – 3-8, были получены из доступных источников с учетом результатов их оценок, которые были включены в предыдущей редакции этого Руководства, включая более свежую информацию из документов BREF по наилучшим технологиям, используемым на крупных установках для сжигания (European Commission, 2006). Коэффициенты выбросов группируются по основным типам топлив. При отсутствии подробных данных по сравнительному использованию различных технологий сжигания или сокращения выбросов, которые различны в разных странах, предложенные коэффициенты представляют собой среднее значение для всего диапазона используемых технологий при 95 % доверительном интервале по выбросам в рассматриваемом секторе. Эти коэффициенты будут представлять очень широкий диапазон технологий сжигания и соответствующих им вопросов; но они не представляют НДТ и не относятся к неослабленным выбросам.

Обратите внимание, что коэффициенты выбросов NO_x выражаются как коэффициенты выбросов NO₂ и что соответствующие коэффициенты для ПХДД/Ф представляются как эквивалент токсичности I-TEQ (NATO).

Коэффициенты выбросов для окислов серы приведены в таблицах Уровня 1, но они предполагают отсутствие мер по ограничению выбросов SO₂ и вполне определенное содержание серы в топливе. В тех случаях, когда страны не имеют FGD и известно содержание серы в топливе, то им рекомендуется рассчитывать коэффициент выброса окислов серы исходя из известного содержания серы, предполагая 100 % переход в SO₂ и без мер по удержанию в золе.

$$EF_{SO_2} = [S] \times 20,000 / CV_{\text{низш}}$$

где:

EF_{SO2} коэффициент выброса SO₂ (г/ГДж)
 [S] содержание серы в топливе (массовая доля, %)
 CV_{низш} CV топлива (ГДж/т, низшая теплота)

Для коэффициентов выброса при сжигании отходов следует обратиться к гл. 6.С.а, 6.С.б и 6.С.с, в зависимости от типа отходов, которые подлежат сжиганию.

Коэффициенты выброса ЧУ, приведенные в данном Руководстве, выработаны на основе ЭУ, и поэтому принимается, что ЧУ=ЭУ

Таблица 3-2. Коэффициенты выбросов Уровня 1 для категории источника 1.А.1.а при использовании каменного угля

Коэффициенты выбросов по умолчанию Уровня 1					
	Код	Название			
Категория источника НО	1.А.1.а	Производство электричества и тепла общего пользования			
Топливо	Каменный уголь				
Не применяется					
Не оценено	ННЗ				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO _x	209	г/ГДж	200	350	US EPA 1998, глава 1.1;
CO	8.7	г/ГДж	6.15	15	US EPA 1998, глава 1.1;
НМЛОС	1.0	г/ГДж	0.6	2.4	US EPA 1998, глава 1.1
SO _x	820	г/ГДж	330	5000	См. примечание
ОКВЧ	11.4	г/ГДж	3	300	US EPA 1998, глава 1.1
ТЧ10	7.7	г/ГДж	2	200	US EPA 1998, глава 1.1
ТЧ2.5	3.4	г/ГДж	0.9	90	US EPA 1998, глава 1.1
ЧУ	2.2	% ТЧ _{2,5}	0.27	8.08	См. примечание
Pb	7.3	мг/ГДж	5.16	12	US EPA 1998, глава 1.1
Cd	0.9	мг/ГДж	0.627	1.46	US EPA 1998, глава 1.1
Hg	1.4	мг/ГДж	1.02	2.38	US EPA 1998, глава 1.1
As	7.1	мг/ГДж	5.04	11.8	US EPA 1998, глава 1.1
Cr	4.5	мг/ГДж	3.2	7.46	US EPA 1998, глава 1.1
Cu	7.8	мг/ГДж	0.233	15.5	Экспертная оценка, взята из Guidebook (2006)
Ni	4.9	мг/ГДж	3.44	8.03	US EPA 1998, глава 1.1
Se	23	мг/ГДж	16	37.3	US EPA 1998, глава 1.1
Zn	19	мг/ГДж	7.75	155	Экспертная оценка, взята из Guidebook (2006)
ПХБ	3.3	нг WHO-TEQ/ГДж	1.1	9.9	Grochowalski & Koniecznyński, 2008
Полихлоридные дибензопарадиоксины и фураны (ПХДД/Ф)	10	нг I-TEQ/ГДж	5	15	UNEP (2005); Котлы, работающие на угле
Бензо(а)пирен	0.7	мкг/ГДж	0.245	2.21	US EPA 1998, глава 1.1
Бензо(б)флуорантен	37	мкг/ГДж	3.7	370	Wenborn et al., 1999
Бензо(к)флуорантен	29	мкг/ГДж	2.9	290	Wenborn et al., 1999
Индено(1,2,3-сд)пирен	1.1	мкг/ГДж	0.591	2.36	US EPA 1998, глава 1.1
ГХБ	6.7	мкг/ГДж	2.2	20.1	Grochowalski & Koniecznyński, 2008

Примечание:

Коэффициенты выбросов Уровня 1 по умолчанию основаны на коэффициентах выбросов Уровня 2 для котлов с сухим золоудалением. Для преобразования данных US EPA была использована теплотворность, приведенная в справочной информации (26 миллионов БТЕ/тонну). Она была преобразована в НТС с помощью коэффициента 0,95. При этом единицы измерения были преобразованы с помощью 1 055,0559 Дж/БТЕ и 453,59237 г/фунт.

КВ для бензо(б)флуорантена и бензо(к)флуорантена преобразуются с помощью среднего значения НТС для другого каменного угля 24,1 ГДж/тонну из Руководства по энергетической статистике (OECD/IEA, 2005).

Коэффициент для SO_x предполагает отсутствие мер по сокращению выбросов SO₂ и основывается на 1 % массовом содержании серы и применении расчетов EF из подраздела 0 настоящей главы; 95 % доверительные интервалы рассчитываются, используя ряд из табл. С-1 в приложении С.

Доля ЧУ рассчитывается как среднее от данных из Henry & Knapp (1980), Olmez et al. (1988), Watson et al. (2001), Fisher et al. (1979), Griest & Tomkins (1984), Engelbrecht et al. (2002), Chow et al. (2004) и Speciate (US EPA, 2011).

Коэффициенты выбросов ОКВЧ, ТЧ₁₀, ТЧ_{2,5} представляют выбросы фильтруемых ТЧ и основываются на содержании пепла в 8,2%. Следует отметить, что коэффициенты выбросов конденсируемых ТЧ представлены в US EPA (1998), Глава 1.1.

Таблица 3-3. Коэффициенты выбросов Уровня 1 для категории источника 1.А.1.а при использовании бурого угля

Коэффициенты выбросов по умолчанию Уровня 1					
Категория источника НО	Код	Название			
1.А.1.а		Производство электричества и тепла общего пользования			
Топливо	Бурый уголь				
Не применяется					
Не оценено	ННз, ПХБ, ГХБ				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO _x	247	г/ГДж	143	571	US EPA 1998, глава 1.7
CO	8.7	г/ГДж	6.72	60.5	US EPA 1998, глава 1.7
НМЛОС	1.4	г/ГДж	0.84	3.36	US EPA 1998, глава 1.7
SO _x	1680	г/ГДж	330	5000	См. примечание
ОКВЧ	11.7	г/ГДж	1.2	117	US EPA 1998, глава 1.7
ТЧ10	7.9	г/ГДж	1	79	US EPA 1998, глава 1.7
ТЧ2.5	3.2	г/ГДж	1	32	US EPA 1998, глава 1.7
BC	1	% от ТЧ 2,5	0.1	4	Kupiainen and Klimont, 2007
Pb	15	мг/ГДж	10.6	24.7	US EPA 1998, глава 1.7
Cd	1.8	мг/ГДж	1.29	3	US EPA 1998, глава 1.7
Hg	2.9	мг/ГДж	2.09	4.88	US EPA 1998, глава 1.7
As	14.3	мг/ГДж	10.3	24.1	US EPA 1998, глава 1.7
Cr	9.1	мг/ГДж	6.55	15.3	US EPA 1998, глава 1.7
Cu	1.0	мг/ГДж	0.2	5	Guidebook (2006)
Ni	9.7	мг/ГДж	7.06	16.5	US EPA 1998, глава 1.7
Se	45	мг/ГДж	32.8	76.5	US EPA 1998, глава 1.7
Zn	8.8	мг/ГДж	0.504	16.8	Guidebook (2006)
ПХБ	3.3	нг WHO-TEG/ГДж	1.1	9.9	Grochowalski & Konieczny, 2008
ПХДД/Ф	10	нг I-TEQ/ГДж	5	15	UNEP (2005); Котлы, работающие на угле
Бензо(а)пирен	1.3	мкг/ГДж	0.26	6.5	US EPA 1998, глава 1.7
Бензо(в)флуорантен	37	мкг/ГДж	3.7	370	Wenborn et al., 1999
Бензо(к)флуорантен	29	мкг/ГДж	2.9	290	Wenborn et al., 1999
Индено(1,2,3-сд)пирен	2.1	мкг/ГДж	0.42	10.5	US EPA 1998, глава 1.7
ГХБ	6.7	мкг/ГДж	2.2	20.1	Grochowalski & Konieczny, 2008

Примечание:

Коэффициенты выбросов Уровня 1 по умолчанию основаны на коэффициентах выбросов Уровня 2 для котлов с сухим или мокрым золоудалением.

Для преобразования данных US EPA была использована теплотворность, приведенная в справочной информации (6 500 БТЕ/фунт). Она была преобразована в НТС с помощью коэффициента 0,95. При этом единицы измерения были преобразованы с помощью 1 055,0559 Дж/БТЕ, 2 000 фунтов/тонну и 453,59237 г/фунт. КВ для Cu и Zn преобразуются с помощью среднего значения НТС 11,9 ГДж/Мг из Руководящих принципов IPCC (IPCC, 2006).

Коэффициент для SO_x предполагает отсутствие мер по сокращению выбросов SO₂ и основывается на 1 % массовом содержании серы и применении расчетов EF из подраздела 0 настоящей главы; 95 % доверительные интервалы рассчитываются, используя ряд из табл. С-1

в приложении С. Коэффициенты выбросов ОКВЧ, ТЧ 10, ТЧ 2,5 представляют выбросы фильтруемых ТЧ и основываются на содержании пепла в 5%. Следует отметить, что коэффициенты выбросов конденсируемых ТЧ представлены в US EPA (1998), Глава 1.7.

Таблица 3-4. Коэффициенты выбросов Уровня 1 для категории источника 1.А.1.а при использовании газообразного топлива

Коэффициенты выбросов по умолчанию Уровня 1					
Категория источника НО	Код	Название			
Категория источника НО	1.А.1.а	Производство электричества и тепла общего пользования			
Топливо	Газообразные типы топлива				
Не применяется					
Не оценено	NH ₃ , ПХБ, ГХБ				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO _x	89	г/ГДж	15	185	US EPA 1998, глава 1.4
CO	39	г/ГДж	20	60	US EPA 1998, глава 1.4
НМЛОС	2.6	г/ГДж	0.65	10.4	US EPA 1998, глава 1.4
SO _x	0.281	г/ГДж	0.169	0.393	US EPA 1998, глава 1.4
ОКВЧ	0.89	г/ГДж	0.445	1.34	US EPA 1998, глава 1.4
ТЧ10	0.89	г/ГДж	0.445	1.34	US EPA 1998, глава 1.4
ТЧ2.5	0.89	г/ГДж	0.445	1.34	US EPA 1998, глава 1.4
ЧУ	2.5	% ТЧ2.5	1	6.3	См. примечание
Pb	0.0015	мг/ГДж	0.0005	0.0045	Nielsen et al., 2012
Cd	0.00025	мг/ГДж	0.00008	0.00075	Nielsen et al., 2012
Hg	0.1	мг/ГДж	0.01	1	Nielsen et al., 2010
As	0.12	мг/ГДж	0.04	0.36	Nielsen et al., 2012
Cr	0.00076	мг/ГДж	0.00025	0.00228	Nielsen et al., 2012
Cu	0.000076	мг/ГДж	0.000025	0.000228	Nielsen et al., 2012
Ni	0.00051	мг/ГДж	0.00017	0.00153	Nielsen et al., 2012
Se	0.0112	мг/ГДж	0.00375	0.0337	US EPA 1998, глава 1.4
Zn	0.0015	мг/ГДж	0.0005	0.0045	Nielsen et al., 2012
ПХДД/Ф	0.5	нг I-TEQ/ГДж	0.25	0.75	UNEP (2005)
Бензо(а)пирен	0.56	мкг/ГДж	0.19	0.56	US EPA 1998, глава 1.4 (Значение "Менее" исходя из пределов детектирования метода)
Бензо(б)флуорантен	0.84	мкг/ГДж	0.28	0.84	US EPA 1998, глава 1.4 (Значение "Менее" исходя из пределов детектирования метода)
Бензо(к)флуорантен	0.84	мкг/ГДж	0.28	0.84	US EPA 1998, глава 1.4 (Значение "Менее" исходя из пределов детектирования метода)
Индено(1,2,3-сд)пирен	0.84	мкг/ГДж	0.28	0.84	US EPA 1998, глава 1.4 (Значение "Менее" исходя из пределов детектирования метода)

Примечание:

Для преобразования данных US EPA была использована теплотворность, приведенная в справочной информации (1,02 БТЕ/стандартный куб. фут). Она была преобразована в НТС с помощью коэффициента 0,90. При этом единицы измерения были преобразованы с помощью 1 055,0559 Дж/БТУ и 453,59237 г/фунт.

Коэффициент для SO_x основывается на концентрации серы, приблизительно равной 0,01 г/м³. Коэффициент выброса для ПХДД/Ф применим для легкого дистиллятного топлива и природного газа, используемого в котлах электростанций, но основывается в основном на данных по сжиганию нефти. UNEP также приводит весьма ограниченные данные по сжиганию газа в промежутке 0,02 ÷ 0.03 нг TEQ/ГДж для котлов, работающих на природном газе.

Коэффициент выбросов ЧУ рассчитывается как среднее от данных из England et al. (2004), Wien et al. (2004) и базы данных Speciate (US EPA, 2011).

Коэффициенты выбросов ОКВЧ, ТЧ 10, ТЧ 2,5 представляют выбросы фильтруемых ТЧ. Следует отметить, что коэффициенты выбросов конденсируемых ТЧ представлены в US EPA (1998), Глава 1.4.

Таблица 3-5. Коэффициенты выбросов Уровня 1 для категории источника 1.А.1.а при использовании тяжелого дизельного топлива

Коэффициенты выбросов по умолчанию Уровня 1					
	Код	Название			
Категория источника НО	1.А.1.а	Производство электричества и тепла общего пользования			
Топливо	Тяжелое дизельное топливо				
Не применяется					
Не оценено	NH ₃ , ПХБ, Бензо(а)пирен, ГХБ				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO _x	142	г/ГДж	70	300	US EPA 2010, глава 1.3
CO	15.1	г/ГДж	9.06	21.1	US EPA 2010, глава 1.3
НМЛОС	2.3	г/ГДж	1.4	3.2	US EPA 2010, глава 1.3
SO _x	495	г/ГДж	146	1700	См. примечание
ОКВЧ	35.4	г/ГДж	2	200	US EPA 2010, глава 1.3
ТЧ10	25.2	г/ГДж	1.5	150	US EPA 2010, глава 1.3
ТЧ2.5	19.3	г/ГДж	0.9	90	US EPA 2010, глава 1.3
ЧУ	5.6	% ТЧ2.5	0.22	8.69	См. примечание
Pb	4.56	мг/ГДж	2.28	9.11	US EPA 2010, глава 1.3
Cd	1.2	мг/ГДж	0.6	2.4	US EPA 2010, глава 1.3
Hg	0.341	мг/ГДж	0.17	0.682	US EPA 2010, глава 1.3
As	3.98	мг/ГДж	1.99	7.97	US EPA 2010, глава 1.3
Cr	2.55	мг/ГДж	1.27	5.1	US EPA 2010, глава 1.3
Cu	5.31	мг/ГДж	2.66	10.6	US EPA 2010, глава 1.3
Ni	255	мг/ГДж	127	510	US EPA 2010, глава 1.3
Se	2.06	мг/ГДж	1.03	4.12	US EPA 2010, глава 1.3
Zn	87.8	мг/ГДж	43.9	176	US EPA 2010, глава 1.3
ПХДД/Ф	2.5	нг I-ТЕО/ГДж	1.25	3.75	UNEP (2005); Котлы, работающие на тяжелом дизельном топливе
Бензо(в)флуорантен	4.5	мкг/ГДж	1.5	13.5	US EPA 2010, глава 1.3
Бензо(к)флуорантен	4.5	мкг/ГДж	1.5	13.5	US EPA 2010, глава 1.3
Индено(1,2,3-сд)пирен	6.92	мкг/ГДж	3.46	13.8	US EPA 2010, глава 1.3

Примечание:

Для преобразования данных US EPA была использована теплотворность, приведенная в справочной информации (150 миллионов БТЕ/103 галлона). Она была преобразована в НТС с помощью коэффициента 0,95. При этом единицы измерения были преобразованы с помощью 1 055,0559 Дж/БТУ и 453,59237 г/фунт.

Коэффициент для SO_x предполагает отсутствие мер по сокращению выбросов SO₂ и основывается на 1 % массовом содержании серы и применении расчетов EF из подраздела 0 настоящей главы; 95 % доверительные интервалы рассчитываются, используя ряд из табл. С-1 в приложении С.

Коэффициент выбросов ЧУ рассчитывается как среднее от данных из Olmez et al. (1988), England et al. (2007) и базы данных Speciate (US EPA, 2011).

Коэффициенты выбросов ОКВЧ, Ч 10, ТЧ 2,5 представляют выбросы фильтруемых ТЧ и основываются на содержании серы в 1%. Следует отметить, что коэффициенты выбросов конденсируемых ТЧ представлены в US EPA (1998), Глава 1.3.

Таблица 3-6. Коэффициенты выбросов Уровня 1 для категории источника 1.А.1.а при использовании газойля

Коэффициенты выбросов по умолчанию Уровня 1					
	Код	Название			
Категория источника НО	1.А.1.а	Производство электричества и тепла общего пользования			
Топливо	Газ ойл				
Не применяется					
Не оценено	NH ₃ , ПХБ, Бензо(а)пирен, Бензо(в)флуорантен, Бензо(к)флуорантен, ГХБ				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	

NOx	65	г/ГДж	22	195	US EPA 1998, глава 1.3
CO	16.2	г/ГДж	4	65	US EPA 1998, глава 1.3
НМЛОС	0.8	г/ГДж	0.48	1.28	US EPA 1998, глава 1.3
SOx	46.5	г/ГДж	4.65	465	См. примечание
OKBЧ	6.5	г/ГДж	2	20	US EPA 1998, глава 1.3
ТЧ10	3.2	г/ГДж	1	10	US EPA 1998, глава 1.3
ТЧ2.5	0.8	г/ГДж	0.3	2.5	US EPA 1998, глава 1.3
BC	33.5	% ТЧ2.5	28.9	38	Hildemann et al., 1981 & Bond et al., 2006
Pb	4.07	мг/ГДж	0.41	40	US EPA 1998, глава 1.3
Cd	1.36	мг/ГДж	0.14	15	US EPA 1998, глава 1.3
Hg	1.36	мг/ГДж	0.14	15	US EPA 1998, глава 1.3
As	1.81	мг/ГДж	0.18	20	US EPA 1998, глава 1.3
Cr	1.36	мг/ГДж	0.14	15	US EPA 1998, глава 1.3
Cu	2.72	мг/ГДж	0.27	30	US EPA 1998, глава 1.3
Ni	1.36	мг/ГДж	0.14	15	US EPA 1998, глава 1.3
Se	6.79	мг/ГДж	0.68	70	US EPA 1998, глава 1.3
Zn	1.81	мг/ГДж	0.18	20	US EPA 1998, глава 1.3
ПХДД/Ф	0.5	нг I-TEQ/ГДж	0.25	1	UNEP (2005)
Индено(1,2,3-cd)пирен	6.92	мкг/ГДж	3.46	13.8	US EPA 1998, глава 1.3

Примечание:

Для преобразования данных US EPA была использована теплотворность, приведенная в справочной информации (140 миллионов БТЕ/10³ галлона). Она была преобразована в НТС с помощью коэффициента 0,95. При этом единицы измерения были преобразованы с помощью 1 055,0559 Дж/БТУ и 453,59237 г/фунт.

Коэффициент для SO_x предполагает отсутствие мер по сокращению выбросов SO₂ и основывается на 0,1 % массовом содержании серы.

Коэффициенты выбросов ОКВЧ, Ч 10, ТЧ 2,5 представляют выбросы фильтруемых ТЧ. Следует отметить, что коэффициенты выбросов конденсируемых ТЧ представлены в US EPA (1998), Глава 1.3.

Таблица 3-7. Коэффициенты выбросов Уровня 1 для категории источника 1.А.1.а при использовании биомассы

Коэффициенты выбросов по умолчанию Уровня 1					
Категория источника НО	Код	Название			
Топливо	1.А.1.а	Производство электричества и тепла общего пользования			
Не применяется		Биомасса			
Не оценено	ННЗ				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NOx	81	г/ГДж	40	160	Nielsen et al., 2010
CO	90	г/ГДж	45	180	Nielsen et al., 2010
НМЛОС	7.31	г/ГДж	2.44	21.9	US EPA 2003, глава 1.6
SOx	10.8	г/ГДж	6.45	15.1	US EPA 2003, глава 1.6
OKBЧ	172	г/ГДж	86	344	US EPA 2003, глава 1.6
ТЧ10	155	г/ГДж	77	310	US EPA 2003, глава 1.6
ТЧ2.5	133	г/ГДж	66	266	US EPA 2003, глава 1.6
BC	3.3	% ТЧ2.5	1.6	6.6	См. примечание
Pb	20.6	мг/ГДж	12.4	28.9	US EPA 2003, глава 1.6
Cd	1.76	мг/ГДж	1.06	2.47	US EPA 2003, глава 1.6
Hg	1.51	мг/ГДж	0.903	2.11	US EPA 2003, глава 1.6
As	9.46	мг/ГДж	5.68	13.2	US EPA 2003, глава 1.6
Cr	9.03	мг/ГДж	5.42	12.6	US EPA 2003, глава 1.6
Cu	21.1	мг/ГДж	12.6	29.5	US EPA 2003, глава 1.6
Ni	14.2	мг/ГДж	8.51	19.9	US EPA 2003, глава 1.6
Se	1.2	мг/ГДж	0.722	1.69	US EPA 2003, глава 1.6
Zn	181	мг/ГДж	108	253	US EPA 2003, глава 1.6
ПХБ	3.5	мкг/ГДж	0.35	35	US EPA 2003, глава 1.6
ПХДД/Ф	50	нг I-TEQ/ГДж	25	75	UNEP (2005) (для чистой древесины)
Бензо(а)пирен	1.12	мг/ГДж	0.671	1.57	US EPA 2003, глава 1.6

Бензо(в)флуорантен	0.043	мг/ГДж	0.0215	0.0645	US EPA 2003, глава 1.6
Бензо(к)флуорантен	0.0155	мг/ГДж	0.00774	0.0232	US EPA 2003, глава 1.6
Индено(1,2,3-сд)пирен	0.0374	мг/ГДж	0.0187	0.0561	US EPA 2003, глава 1.6
ГХБ	5	мкг/ГДж	0.5	50	Bailey, 2001

Примечание:

Для преобразования данных US EPA единицы измерения были преобразованы с помощью 1 055,0559 Дж/БТУ и 453,59237 г/фунт.

Коэффициент выбросов ЧУ рассчитывается как среднее от данных из Dayton & Bursey (2001) и базы данных Speciate (US EPA, 2011).

Коэффициенты выбросов ОКВЧ, Ч 10, ТЧ 2,5 представляют выбросы фильтруемых ТЧ. Следует отметить, что коэффициенты выбросов конденсируемых ТЧ представлены в US EPA (1998), Глава 1.6.

Данные по виду деятельности Уровня 1

Информацию по потреблению и производству энергии, которую можно использовать для оценки выбросов, используя более простую методику Уровня 1, можно получить в национальных статистических службах или в Международном энергетическом агентстве (IEA).

Дальнейшие указания содержатся в Методических указаниях IPCC 2006 о составлении национальных инвентаризаций выбросов парниковых газов, Том 2, в Стационарных источниках сжигания по адресу www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf

Интенсивность деятельности и коэффициент выбросов должны определяться на том же уровне агрегирования в зависимости от имеющихся данных. Статистика интенсивности деятельности должна определяться в рамках рассматриваемой страны или региона с использованием соответствующей статистики. Этот вид деятельности должен соответствовать потребляемой энергии рассматриваемых источников выброса (потребление переработанного или исходного топлива в [ГДж]).

3.4.3 Подход Уровня 2, базирующийся на технологиях

Алгоритм

Подход Уровня 2 аналогичен Уровню 1. Для применения подхода Уровня 2 необходимо использовать как данные по виду деятельности, так и коэффициенты выбросов в соответствии с используемым в рассматриваемой стране топливом и технологиями сжигания. Эти технологии могут включать:

- относительные доли различных топлив в используемой смеси,
- типы установок по сжиганию.

Возможны два подхода:

1. - разделить использование в рассматриваемой стране топливо для моделирования различных типов установок сжигания и ограничения выбросов в регистр с помощью
 - отдельного задания данных по видам деятельности, используя каждый из установленных типов технологических процессов (все вместе в приведенной ниже формуле обозначается 'технологии') и

- о применения коэффициентов выброса в зависимости от используемой технологии для каждого типа процесса:

$$E_{\text{загрязнитель}} = \sum_{\text{технологии}} AR_{\text{производство, загрязнитель}} \times EF_{\text{технология загрязнитель}} \quad (2)$$

2. разработать коэффициенты выбросов, характерные для конкретной страны, изучив соответствующие вклады различных технологий в рамках национальных данных по установкам для сжигания (и соответственно использованию топлива) и применить характерный для страны коэффициент выбросов для расчета национального использования топлива.

$$EF_{\text{страна, загрязнитель}} = \sum_{\text{технологии}} \text{Просачивание}_{\text{технология}} \times EF_{\text{технология загрязнитель}} \quad (3)$$

$$E_{\text{загрязнитель}} = AR_{\text{производство}} \times EF_{\text{страна, загрязнитель}}$$

Оба подхода с математической точки зрения очень похожи или даже идентичны. Выбор того или иного подхода, в основном, зависит от доступности данных. Если данные по виду деятельности действительно доступны, то первый подход кажется более предпочтительным. Если, однако, нет прямых данных по виду деятельности, использование различных технологий в пределах рассматриваемых отраслей промышленности можно оценить из данных по мощности, или иных заменяющих данных, которые бы отражали размеры установок, использующих различные технологии.

Коэффициенты выбросов в зависимости от технологии

В случае применения подхода Уровня 2 для оценки выбросов при производстве коммунальной электроэнергии и тепла необходимо знание коэффициентов выбросов в зависимости от используемой технологии. Основное различие между технологиями обусловлено типом установок по сжиганию (котельные технологии, газотурбинные, стационарные двигатели) и типом топлива. Обратите внимание, что коэффициенты для небольших установок по сжиганию (< 50 МВт) приведены в гл. 1.А.4, где также приводятся коэффициенты для котлов в зависимости от их размера. Примеры определения коэффициентов приведены в этом разделе; однако, следует заметить, что они не могут относиться ко всем сочетаниям топлива, процесса сжигания и мерам по ограничению выбросов, которые могут существовать. Число источников для этого вида деятельности обычно сравнительно небольшое, и составитель регистра может принять во внимание все собранные данные и использовать подход Уровня 3 как наиболее помехоустойчивый. Знание концентраций вредных примесей в выбросах и предельно допустимые значения выбросов (ELV) дает возможность выполнить первичную оценку коэффициентов выбросов без детальных сведений относительно установки по сжиганию и используемой технологии снижения выбросов.

Коэффициенты выбросов, полученные из достижимых уровней выбросов (AEL), согласно документации BREF, для сравнения приводятся в разделе 6.3.1. Кроме того, ELV для выбранных средств оценки выбросов приводятся в виде коэффициентов выбросов в приложении D.

Таблица 3-8. Коэффициенты выбросов Уровня 2 в зависимости от технологии

Технология сжигания	Значимые виды топлива
Котлы, работающие на каменном угле с	Коксующийся уголь, паровичный уголь, полубитуминозный уголь, бурый уголь, лигнит, древесина, торф, кокс, кокс из печей, нефтяной

сухим золоудалением	осадок, природный газ
Котлы, работающие на каменном угле с мокрым золоудалением	Коксующийся уголь, паровичный уголь, полубитуминозный уголь, бурый уголь, лигнит
Котел с псевдооживленным слоем	Каменный уголь, бурый уголь, древесина, торф
Газовая турбина	Природный газ, газойл, нефтезаводской газ, доменный газ
Стационарный двигатель	Природный газ, газойл

В этом разделе приводятся серии коэффициентов выбросов загрязняющих веществ, зависящих от используемой технологии сжигания; эти коэффициенты представляют более широкий диапазон типов топлив и технологий сжигания, чем требуется для подхода Уровня 1. Но при этом они не представляют какую-то определенную технологию сжигания или сокращения выбросов (которые требуются для подхода Уровня 3), но предлагают большую степень разукрупнения, чем для подхода Уровня 1. Подход Уровня 2 можно использовать с учетом используемой технологии сокращения выбросов благодаря коэффициентам, получаемым из данных по выбросам.

Коэффициенты выбросов ЧУ в данном Руководстве разработаны на основе ЭУ и поэтому принимается, что ЧУ=ЭУ

Таблица 3-9. Коэффициенты выбросов Уровня 2 для категории источника 1.А.1.а, Котлы, работающие на каменном угле с сухим золоудалением, использующие коксующийся уголь, паровичный уголь и полубитуминозный уголь

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
	Код	Название			
Категория источника НО	1.А.1.а	Производство электричества и тепла общего пользования			
Топливо	Коксующийся уголь, паровичный уголь и полубитуминозный уголь				
ИНЗВ (если применимо)	010101 010102	Электроэнергетика общего пользования – Установки по сжиганию ≥ 300 МВт (котлы) Электроэнергетика общего пользования - Установки по сжиганию ≥ 50 и < 300 МВт (котлы)			
Технологии/методики	Котлы, работающие на каменном угле с сухим золоудалением				
Региональные условия	не применимо				
Технологии снижения загрязнений	Предполагаются технологии сокращения выбросов, кроме SO ₂				
Не применяется					
Не оценено	NH3				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NOx	209	г/ГДж	200	350	US EPA 1998, глава 1.1
CO	8.7	г/ГДж	6.15	15	US EPA 1998, глава 1.1
НМЛОС	1.0	г/ГДж	0.6	2.4	US EPA 1998, глава 1.1
SOx	820	г/ГДж	330	5000	См. примечание
OKBЧ	11.4	г/ГДж	3	300	US EPA 1998, глава 1.1
ТЧ10	7.7	г/ГДж	2	200	US EPA 1998, глава 1.1
ТЧ2.5	3.4	г/ГДж	0.9	90	US EPA 1998, глава 1.1
чу	2.2	% ТЧ2.5	0.27	8.08	См. примечание
Pb	7.3	мг/ГДж	5.16	12	US EPA 1998, глава 1.1

Cd	0.9	мг/ГДж	0.627	1.46	US EPA 1998, глава 1.1
Hg	1.4	мг/ГДж	1.02	2.38	US EPA 1998, глава 1.1
As	7.1	мг/ГДж	5.04	11.8	US EPA 1998, глава 1.1
Cr	4.5	мг/ГДж	3.2	7.46	US EPA 1998, глава 1.1
Cu	7.8	мг/ГДж	0.233	15.5	Экспертная оценка, взята из Guidebook (2006)
Ni	4.9	мг/ГДж	3.44	8.03	US EPA 1998, глава 1.1
Se	23	мг/ГДж	16	37.3	US EPA 1998, глава 1.1
Zn	19	мг/ГДж	7.75	155	Экспертная оценка, взята из Guidebook (2006)
ПХБ	3.3	нг WHO-ТЕГ/ ГДж	1.1	9.9	Grochowalski & Koniecznyński, 2008
ПХДД/Ф	10	нг I-ТЕQ/ГДж	5	15	UNEP (2005); Котлы, работающие на угле
Бензо(а)пирен	0.7	мкг/ГДж	0.245	2.21	US EPA 1998, глава 1.1
Бензо(б)флуорантен	37	мкг/ГДж	3.7	370	Wenborn et al., 1999
Бензо(к)флуорантен	29	мкг/ГДж	2.9	290	Wenborn et al., 1999
Индено(1,2,3-сд)пирен	1.1	мкг/ГДж	0.591	2.36	US EPA 1998, глава 1.1
ГХБ	6.7	мкг/ГДж	2.2	20.1	Grochowalski & Koniecznyński, 2008

Примечание:

Для преобразования данных US EPA была использована теплотворность, приведенная в справочной информации (26 миллионов БТЕ/тонну). Она была преобразована в НТС с помощью коэффициента 0,95. При этом единицы измерения были преобразованы с помощью 1 055,0559 Дж/БТУ и 453,59237 г/фунт. КВ для бензо(б)флуорантена и бензо(к)флуорантена преобразуются с помощью среднего значения НТС для другого каменного угля 24,1 ГДж/тонну из Руководства по энергетической статистике (OECD/IEA, 2005). Коэффициент для SO_x предполагает отсутствие мер по сокращению выбросов SO₂ и основывается на 1 % массовом содержании серы и применении расчетов EF из подраздела 0 настоящей главы; 95 % доверительные интервалы рассчитываются, используя ряд из табл. С-1 в приложении С. Доля ЧУ рассчитывается как среднее от данных из Henry & Knapp (1980), Olmez et al. (1988), Watson et al. (2001), Fisher et al. (1979), Griest & Tomkins (1984), Engelbrecht et al. (2002), Chow et al. (2004) и Speciate (US EPA, 2011).

Коэффициенты выбросов ОКВЧ, Ч 10, ТЧ 2,5 представляют выбросы фильтруемых ТЧ и основываются на содержании пепла в 8,2%. Следует отметить, что коэффициенты выбросов конденсируемых ТЧ представлены в US EPA (1998), Глава 1.1.

Таблица 3-10. Коэффициенты выбросов Уровня 2 для категории источника 1.А.1.а, Котлы, работающие на каменном угле с мокрым золоудалением, использующие бурый уголь

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
	Код	Название			
Категория источника НО	1.А.1.а	Производство электричества и тепла общего пользования			
Топливо	Бурый уголь/лигнит				
ИНЗВ (если применимо)	010101 010102	Электроэнергетика общего пользования – Установки по сжиганию >= 300 МВтт (котлы) Электроэнергетика общего пользования - Установки по сжиганию >= 50 и < 300 МВтт (котлы)			
Технологии/методики	Котлы, работающие на каменном угле с сухим и мокрым золоудалением				
Региональные условия	не применимо				
Технологии снижения загрязнений	не применимо				
Не применяется					
Не оценено	ЧУ, NH ₃				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO _x	247	г/ГДж	143	571	US EPA 1998, глава 1.7

СО	8.7	г/ГДж	6.72	60.5	US EPA 1998, глава 1.7
НМЛОС	1.4	г/ГДж	0.84	3.36	US EPA 1998, глава 1.7
SO _x	1680	г/ГДж	330	5000	См. примечание
ОКВЧ	11.7	г/ГДж	1.2	117	US EPA 1998, глава 1.7
ТЧ10	7.9	г/ГДж	1	79	US EPA 1998, глава 1.7
ТЧ2.5	3.2	г/ГДж	1	32	US EPA 1998, глава 1.7
Pb	15	мг/ГДж	10.6	24.7	US EPA 1998, глава 1.7
Cd	1.8	мг/ГДж	1.29	3	US EPA 1998, глава 1.7
Hg	2.9	мг/ГДж	2.09	4.88	US EPA 1998, глава 1.7
As	14.3	мг/ГДж	10.3	24.1	US EPA 1998, глава 1.7
Cr	9.1	мг/ГДж	6.55	15.3	US EPA 1998, глава 1.7
Cu	1.0	мг/ГДж	0.2	5	Guidebook (2006)
Ni	9.7	мг/ГДж	7.06	16.5	US EPA 1998, глава 1.7
Se	45	мг/ГДж	32.8	76.5	US EPA 1998, глава 1.7
Zn	8.8	мг/ГДж	0.504	16.8	Guidebook (2006)
ПХБ	3.3	нг WHO-TEG/ ГДж	1.1	9.9	Grochowalski & Koniecznyński, 2008
ПХДД/Ф	10	нг I-TEQ/ГДж	5	15	UNEP (2005); Котлы, работающие на угле
Бензо(а)пирен	1.3	мкг/ГДж	0.26	6.5	US EPA 1998, глава 1.7
Бензо(б)флуорантен	37	мкг/ГДж	3.7	370	Wenborn et al., 1999
Бензо(к)флуорантен	29	мкг/ГДж	2.9	290	Wenborn et al., 1999
Индено(1,2,3-сd)пирен	2.1	мкг/ГДж	0.42	10.5	US EPA 1998, глава 1.7
ГХБ	6.7	мкг/ГДж	2.2	20.1	Grochowalski & Koniecznyński, 2008

Примечание:

Для преобразования данных US EPA была использована теплотворность, приведенная в справочной информации (6 500 БТЕ/фунт). Она была преобразована в НТС с помощью коэффициента 0,95. При этом единицы измерения были преобразованы с помощью 1 055,0559 Дж/БТЕ, 2 000 фунтов/тонну и 453,59237 г/фунт. КВ для Cu и Zn преобразуются с помощью среднего значения НТС 11,9 ГДж/Мг из Руководящих принципов IPCC (IPCC, 2006).

Коэффициент для SO_x предполагает отсутствие мер по сокращению выбросов SO₂ и основывается на 1 % массовом содержании серы и применении расчетов EF из подраздела 0 настоящей главы; 95 % доверительные интервалы рассчитываются, используя ряд из табл. С-1 в приложении С.

КВ для ПХБ, бензо(б)флуорантена и бензо(к)флуорантена и ГХБ основаны на данных для сжигания антрацита в котлах с сухим золоудалением.

Коэффициенты выбросов ОКВЧ, Ч 10, ТЧ 2,5 представляют выбросы фильтруемых ТЧ и основываются на содержании пепла в 5%. Следует отметить, что коэффициенты выбросов конденсируемых ТЧ представлены в US EPA (1998), Глава 1.7.

Таблица 3-11. Коэффициенты выбросов Уровня 2 для категории источника 1.А.1.а, Котлы, работающие на каменном угле с сухим золоудалением, использующие нефтяной осадок

Коэффициенты выбросов Уровня 2		
	Код	Название
Категория источника НО	1.А.1.а	Производство электричества и тепла общего пользования
Топливо	Нефтяной осадок	
ИНЗВ (если применимо)	010101 010102	Электроэнергетика общего пользования – Установки по сжиганию >= 300 МВтт (котлы) Электроэнергетика общего пользования - Установки по сжиганию >= 50 и < 300 МВтт (котлы)
Технологии/методики	Котлы, работающие на каменном угле с сухим золоудалением	
Региональные условия	не применимо	
Технологии снижения загрязнений	не применимо	
Не применяется		

Не оценено	NH ₃ , ПХБ, Бензо(а)пирен, ГХБ				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO _x	142	г/ГДж	70	300	US EPA 2010, глава 1.3
CO	15.1	г/ГДж	9.06	21.1	US EPA 2010, глава 1.3
НМЛОС	2.3	г/ГДж	1.4	3.2	US EPA 2010, глава 1.3
SO _x	495	г/ГДж	146	1700	См. примечание
ОКВЧ	35.4	г/ГДж	2	200	US EPA 2010, глава 1.3
ТЧ10	25.2	г/ГДж	1.5	150	US EPA 2010, глава 1.3
ТЧ2.5	19.3	г/ГДж	0.9	90	US EPA 2010, глава 1.3
чу	5.6	% ТЧ2.5	0.22	8.69	См. примечание
Pb	4.56	мг/ГДж	2.28	9.11	US EPA 2010, глава 1.3
Cd	1.2	мг/ГДж	0.6	2.4	US EPA 2010, глава 1.3
Hg	0.341	мг/ГДж	0.17	0.682	US EPA 2010, глава 1.3
As	3.98	мг/ГДж	1.99	7.97	US EPA 2010, глава 1.3
Cr	2.55	мг/ГДж	1.27	5.1	US EPA 2010, глава 1.3
Cu	5.31	мг/ГДж	2.66	10.6	US EPA 2010, глава 1.3
Ni	255	мг/ГДж	127	510	US EPA 2010, глава 1.3
Se	2.06	мг/ГДж	1.03	4.12	US EPA 2010, глава 1.3
Zn	87.8	мг/ГДж	43.9	176	US EPA 2010, глава 1.3
ПХДД/Ф	2.5	нг I-ТЕQ/ГДж	1.25	3.75	UNEP (2005); Котлы, работающие на тяжелом топливе
Бензо(б)флуорантен	4.5	мкг/ГДж	1.5	13.5	US EPA 2010, глава 1.3
Бензо(к)флуорантен	4.5	мкг/ГДж	1.5	13.5	US EPA 2010, глава 1.3
Индено(1,2,3-сd)пирен	6.92	мкг/ГДж	3.46	13.8	US EPA 2010, глава 1.3

Примечание:

Для преобразования данных US EPA была использована теплотворность, приведенная в справочной информации (150 миллионов БТЕ/10³ галлонов). Она была преобразована в НТС с помощью коэффициента 0,95. При этом единицы измерения были преобразованы с помощью 1 055,0559 Дж/БТУ и 453,59237 г/фунт.

Коэффициент для SO_x предполагает отсутствие мер по сокращению выбросов SO₂ и основывается на 1 % массовом содержании серы и применении расчетов EF из подраздела 3.4.2.2 настоящей главы; 95 % доверительные интервалы рассчитываются, используя ряд из табл. С-1 в приложении С.

Коэффициент выбросов ЧУ рассчитывается как среднее от данных из Olmez et al. (1988), England et al. (2007) и базы данных Speciate (US EPA, 2011).

Коэффициенты выбросов ОКВЧ, Ч 10, ТЧ 2,5 представляют выбросы фильтруемых ТЧ и основываются на содержании серы в 1%.. Следует отметить, что коэффициенты выбросов конденсируемых ТЧ представлены в US EPA (1998), Глава 1.3.

Таблица 3-12. Коэффициенты выбросов Уровня 2 для категории источника 1.А.1.а, Котлы, работающие на каменном угле с сухим золоудалением, использующие природный газ

Коэффициенты выбросов Уровня 2		
	Код	Название
Категория источника НО	1.А.1.а	Производство электричества и тепла общего пользования
Топливо	Природный газ	
ИНЗВ (если применимо)	010101 010102	Электроэнергетика общего пользования – Установки по сжиганию >= 300 МВтт (котлы) Электроэнергетика общего пользования - Установки по сжиганию >= 50 и < 300 МВтт (котлы)
Технологии/методики	Котлы, работающие на каменном угле с сухим золоудалением	
Региональные условия	не применимо	
Технологии снижения загрязнений	не применимо	
Не применяется		

Не оценено	NH ₃ , ПХБ, ГХБ				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO _x	89	г/ГДж	15	185	US EPA 1998, глава 1.4
CO	39	г/ГДж	20	60	US EPA 1998, глава 1.4
НМЛОС	2.6	г/ГДж	0.65	10.4	US EPA 1998, глава 1.4
SO _x	0.281	г/ГДж	0.169	0.393	US EPA 1998, глава 1.4
OKBЧ	0.89	г/ГДж	0.445	1.34	US EPA 1998, глава 1.4
TЧ10	0.89	г/ГДж	0.445	1.34	US EPA 1998, глава 1.4
TЧ2.5	0.89	г/ГДж	0.445	1.34	US EPA 1998, глава 1.4
ЧУ	2.5	% TЧ2.5	1	6.3	См. примечание
Pb	0.0015	мг/ГДж	0.0005	0.0045	Nielsen et al., 2012
Cd	0.00025	мг/ГДж	0.00008	0.00075	Nielsen et al., 2012
Hg	0.1	мг/ГДж	0.01	1	Nielsen et al., 2010
As	0.12	мг/ГДж	0.04	0.36	Nielsen et al., 2012
Cr	0.00076	мг/ГДж	0.00025	0.00228	Nielsen et al., 2012
Cu	0.000076	мг/ГДж	0.000025	0.000228	Nielsen et al., 2012
Ni	0.00051	мг/ГДж	0.00017	0.00153	Nielsen et al., 2012
Se	0.0112	мг/ГДж	0.00375	0.0337	US EPA 1998, глава 1.4
Zn	0.0015	мг/ГДж	0.0005	0.0045	Nielsen et al., 2012
ПХДД/Ф	0.5	нг I-TEQ/ГДж	0.25	0.75	UNEP (2005)
Бензо(а)пирен	0.56	мкг/ГДж	0.19	0.56	US EPA 1998, глава 1.4 (Значение "Менее" исходя из пределов детектирования метода)
Бензо(в)флуорантен	0.84	мкг/ГДж	0.28	0.84	US EPA 1998, глава 1.4 (Значение "Менее" исходя из пределов детектирования метода)
Бензо(к)флуорантен	0.84	мкг/ГДж	0.28	0.84	US EPA 1998, глава 1.4 (Значение "Менее" исходя из пределов детектирования метода)
Индено(1,2,3-сд)пирен	0.84	мкг/ГДж	0.28	0.84	US EPA 1998, глава 1.4 (Значение "Менее" исходя из пределов детектирования метода)

Примечание:

Для преобразования данных US EPA была использована теплотворность, приведенная в справочной информации (1,02 БТЕ/стандартный куб. фут). Она была преобразована в НТС с помощью коэффициента 0,90. При этом единицы измерения были преобразованы с помощью 1 055,0559 Дж/БТУ и 453,59237 г/фунт.

Коэффициент для SO_x основывается на концентрации серы, приблизительно равной 0,01 г/м³.

Коэффициент выброса для ПХДД/Ф предполагается применимым для легкого дистиллятного топлива и природного газа, используемого в котлах электростанций, но основывается в основном на данных по сжиганию нефти. UNEP также сообщает ограниченные данные для сжигания газа в промежутке 0,02 ÷ 0,03 Г_{норм} TEQ/(ГДж) для котлов, работающих на природном газе.

Коэффициент выбросов ЧУ рассчитывается как среднее от данных из England et al. (2004), Wien et al. (2004) и базы данных Speciate (US EPA, 2011).

Коэффициенты выбросов ОКВЧ, Ч 10, ТЧ 2,5 представляют выбросы фильтруемых ТЧ. Следует отметить, что коэффициенты выбросов конденсируемых ТЧ представлены в US EPA (1998), Глава 1.4.

Таблица 3-13. Коэффициенты выбросов Уровня 2 для категории источника 1.А.1.а, Котлы, работающие на каменном угле с сухим золоудалением, использующие древесные отходы

Коэффициенты выбросов Уровня 2		
	Код	Название
Категория источника НО	1.А.1.а	Производство электричества и тепла общего пользования
Топливо	Древесина и древесные отходы (чистые древесные отходы)	

1.А.1 Энергетические отрасли промышленности

ИНЗВ (если применимо)	010101 010102	Электроэнергетика общего пользования – Установки по сжиганию >= 300 МВтт (котлы) Электроэнергетика общего пользования - Установки по сжиганию >= 50 и < 300 МВтт (котлы)			
Технологии/методики	Котлы, работающие на каменном угле с сухим золоудалением				
Региональные условия	не применимо				
Технологии снижения загрязнений	Технологии сокращения выбросов первичного NOx – нет технологий сокращения ТЧ				
Не применяется					
Не оценено	NH3				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NOx	81	г/ГДж	40	160	Nielsen et al., 2010
CO	90	г/ГДж	45	180	Nielsen et al., 2010
НМЛОС	7.31	г/ГДж	2.44	21.9	US EPA 2003, глава 1.6
SOx	10.8	г/ГДж	6.45	15.1	US EPA 2003, глава 1.6
OKBЧ	172	г/ГДж	86	344	US EPA 2003, глава 1.6
ТЧ10	155	г/ГДж	77	310	US EPA 2003, глава 1.6
ТЧ2.5	133	г/ГДж	66	266	US EPA 2003, глава 1.6
ЧУ	3.3	% ТЧ2.5	1.6	6.6	См. примечание
Pb	20.6	мг/ГДж	12.4	28.9	US EPA 2003, глава 1.6
Cd	1.76	мг/ГДж	1.06	2.47	US EPA 2003, глава 1.6
Hg	1.51	мг/ГДж	0.903	2.11	US EPA 2003, глава 1.6
As	9.46	мг/ГДж	5.68	13.2	US EPA 2003, глава 1.6
Cr	9.03	мг/ГДж	5.42	12.6	US EPA 2003, глава 1.6
Cu	21.1	мг/ГДж	12.6	29.5	US EPA 2003, глава 1.6
Ni	14.2	мг/ГДж	8.51	19.9	US EPA 2003, глава 1.6
Se	1.2	мг/ГДж	0.722	1.69	US EPA 2003, глава 1.6
Zn	181	мг/ГДж	108	253	US EPA 2003, глава 1.6
ПХБ	3.5	мкг/ГДж	0.35	35	US EPA 2003, глава 1.6
ПХДД/Ф	50	нг I-TEQ/ГДж	25	75	UNEP (2005) (для чистой древесины)
Бензо(а)пирен	1.12	мг/ГДж	0.671	1.57	US EPA 2003, глава 1.6
Бензо(б)флуорантен	0.043	мг/ГДж	0.0215	0.0645	US EPA 2003, глава 1.6
Бензо(к)флуорантен	0.0155	мг/ГДж	0.00774	0.0232	US EPA 2003, глава 1.6
Индено(1,2,3-сd)пирен	0.0374	мг/ГДж	0.0187	0.0561	US EPA 2003, глава 1.6
ГХБ	5	мкг/ГДж	0.5	50	Bailey, 2001

Примечание:

Для преобразования данных US EPA единицы измерения были преобразованы с помощью 1 055,0559 Дж/БТУ и 453,59237 г/фунт.

Коэффициент выбросов ЧУ рассчитывается как среднее от данных из Dayton & Bursley (2001) и базы данных Speciate (US EPA, 2011).

Коэффициенты выбросов ОКВЧ, Ч 10, ТЧ 2,5 представляют выбросы фильтруемых ТЧ. Следует отметить, что коэффициенты выбросов конденсируемых ТЧ представлены в US EPA (1998), Глава 1.6.

Таблица 3-14. Коэффициенты выбросов Уровня 2 для категории источника 1.А.1.а, Котлы, работающие на каменном угле с мокрым золоудалением, использующие коксующийся уголь, паровичный уголь и полубитуминозный уголь

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
	Код	Название			
Категория источника НО	1.А.1.а	Производство электричества и тепла общего пользования			
Топливо	Коксующийся уголь, паровичный уголь и полубитуминозный уголь				
ИНЗВ (если применимо)	010101	Электроэнергетика общего пользования – Установки по сжиганию >= 300 МВтт (котлы)			
	010102	Электроэнергетика общего пользования - Установки по сжиганию >= 50 и < 300 МВтт (котлы)			
Технологии/методики	Котлы, работающие на каменном угле с мокрым золоудалением				
Региональные условия	не применимо				
Технологии снижения загрязнений	Предполагаются технологии сокращения выбросов, кроме SO ₂				
Не применяется					
Не оценено	ННЗ				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO _x	244	г/ГДж	120	488	US EPA 1998, глава 1.1
CO	8.7	г/ГДж	6.15	150	US EPA 1998, глава 1.1
НМЛОС	0.7	г/ГДж	0.4	1.6	US EPA 1998, глава 1.1
SO _x	820	г/ГДж	330	5000	См. примечание
OKBЧ	8.0	г/ГДж	7.5	30	US EPA 1998, глава 1.1
ТЧ10	6.0	г/ГДж	6	24	US EPA 1998, глава 1.1
ТЧ2.5	3.1	г/ГДж	3	12	US EPA 1998, глава 1.1
ЧУ	2.2	% ТЧ2.5	0.27	8.08	См. примечание
Pb	7.3	мг/ГДж	5.16	12	US EPA 1998, глава 1.1
Cd	0.9	мг/ГДж	0.627	1.46	US EPA 1998, глава 1.1
Hg	1.4	мг/ГДж	1.02	2.38	US EPA 1998, глава 1.1
As	7.1	мг/ГДж	5.04	11.8	US EPA 1998, глава 1.1
Cr	4.5	мг/ГДж	3.2	7.46	US EPA 1998, глава 1.1
Cu	9.0	мг/ГДж	0.233	15.5	Экспертная оценка, взята из Guidebook (2006)
Ni	4.9	мг/ГДж	3.44	8.03	US EPA 1998, глава 1.1
Se	23	мг/ГДж	16	37.3	US EPA 1998, глава 1.1
Zn	90	мг/ГДж	0.388	155	Экспертная оценка, взята из Guidebook (2006)
ПХБ	3.3	нг WHO-TEQ/ГДж	1.1	9.9	Grochowalski & Koniecznyński, 2008
ПХДД/Ф	10	нг I-TEQ/ГДж	5	15	UNEP (2005); Котлы, работающие на угле
Бензо(а)пирен	0.7	мкг/ГДж	0.245	2.21	US EPA 1998, глава 1.1
Бензо(б)флуорантен	37	мкг/ГДж	3.7	370	Wenborn et al., 1999
Бензо(к)флуорантен	29	мкг/ГДж	2.9	290	Wenborn et al., 1999
Индено(1,2,3-сд)пирен	1.1	мкг/ГДж	0.591	2.36	US EPA 1998, глава 1.1
ГХБ	6.7	мкг/ГДж	2.2	20.1	Grochowalski & Koniecznyński, 2008

Примечание:

Для преобразования данных US EPA была использована теплотворность, приведенная в справочной информации (26 миллионов БТЕ/тонну). Она была преобразована в НТС с помощью коэффициента 0,95. При этом единицы измерения были преобразованы с помощью 1 055,0559 Дж/БТУ и 453,59237 г/фунт. КВ для бензо(б)флуорантена и бензо(к)флуорантена преобразуются с помощью среднего значения НТС для другого каменного угля 24,1 ГДж/тонну из Руководства по энергетической статистике (OECD/IEA, 2005). Коэффициент для SO_x предполагает отсутствие мер по сокращению выбросов SO₂ и основывается на 1 % массовом

содержании серы и применении расчетов EF из подраздела 0 настоящей главы; 95 % доверительные интервалы рассчитываются, используя ряд из табл. С-1 в приложении С. Доля ЧУ рассчитывается как среднее от данных из Henry & Knapp (1980), Olmez et al. (1988), Watson et al. (2001), Fisher et al. (1979), Griest & Tomkins (1984), Engelbrecht et al. (2002), Chow et al. (2004) и Speciate (US EPA, 2011).

Коэффициенты выбросов ОКВЧ, Ч 10, ТЧ 2,5 представляют выбросы фильтруемых ТЧ и основываются на содержании пепла в топливе. Следует отметить, что коэффициенты выбросов конденсируемых ТЧ представлены в US EPA (1998), Глава 1.1.

Таблица 3-15. Коэффициенты выбросов Уровня 2 для источников категории 1.А.1.а, Котлы с псевдосжиженным слоем, использующие каменный уголь

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
	Код	Название			
Категория источника НО	1.А.1.а	Производство электричества и тепла общего пользования			
Топливо	Каменный уголь				
ИНЗВ (если применимо)	010101 010102	Электроэнергетика общего пользования – Установки по сжиганию >= 300 МВтт (котлы) Электроэнергетика общего пользования - Установки по сжиганию >= 50 и < 300 МВтт (котлы)			
Технологии/методики	Котлы с псевдосжиженным слоем				
Региональные условия	не применимо				
Технологии снижения загрязнений	Предполагаются технологии сокращения выбросов, кроме SO ₂				
Не применяется					
Не оценено	NH3				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO _x	82.5	г/ГДж	10	112	European Commission (2006)
CO	313	г/ГДж	150	600	US EPA 1998, глава 1.1
НМЛОС	0.9	г/ГДж	0.6	2.4	US EPA 1998, глава 1.1
SO _x	820	г/ГДж	330	5000	См. примечание
ОКВЧ	8.4	г/ГДж	7.5	30	US EPA 1998, глава 1.1
ТЧ10	7.7	г/ГДж	6	24	US EPA 1998, глава 1.1
ТЧ2.5	5.2	г/ГДж	3	12	US EPA 1998, глава 1.1
ЧУ	2.2	% ТЧ2.5	0.27	8.08	См. примечание
Pb	7.3	мг/ГДж	4.88	11.4	US EPA 1998, глава 1.1
Cd	0.9	мг/ГДж	0.59	1.38	US EPA 1998, глава 1.1
Hg	1.4	мг/ГДж	0.97	2.25	US EPA 1998, глава 1.1
As	7.1	мг/ГДж	4.77	11.1	US EPA 1998, глава 1.1
Cr	4.5	мг/ГДж	3.02	7.05	US EPA 1998, глава 1.1
Cu	9.0	мг/ГДж	0.23	15.5	Экспертная оценка, взята из Guidebook (2006)
Ni	4.9	мг/ГДж	3.26	7.6	US EPA 1998, глава 1.1
Se	23	мг/ГДж	15.1	35.3	US EPA 1998, глава 1.1
Zn	90	мг/ГДж	0.39	155	Экспертная оценка, взята из Guidebook (2006)
ПХБ	3.3	нг WHO-TEQ/ГДж	1.1	9.9	Grochowalski & Koniecznyński, 2008
ПХДД/Ф	10	нг I-TEQ/ГДж	5	15	UNEP (2005); Котлы, работающие на угле
Бензо(а)пирен	0.7	мкг/ГДж	0.245	2.21	US EPA 1998, глава 1.1
Бензо(в)флуорантен	37	мкг/ГДж	3.7	370	Wenborn et al., 1999
Бензо(к)флуорантен	29	мкг/ГДж	2.9	290	Wenborn et al., 1999
Индено(1,2,3-сд)пирен	1.1	мкг/ГДж	0.591	2.36	US EPA 1998, глава 1.1
ГХБ	6.7	мкг/ГДж	2.2	20.1	Grochowalski & Koniecznyński, 2008

Примечание:

Для преобразования данных US EPA была использована теплотворность, приведенная в справочной информации (26 миллионов БТЕ/тонну). Она была преобразована в НТС с помощью коэффициента 0,95. При этом единицы измерения были преобразованы с помощью 1 055,0559 Дж/БТУ и 453,59237 г/фунт. КВ для бензо(б)флуорантена и бензо(к)флуорантена преобразуются с помощью среднего значения НТС для другого каменного угля 24,1 ГДж/тонну из Руководства по энергетической статистике (OECD/IEA, 2005). Коэффициент для SO_x предполагает отсутствие мер по сокращению выбросов SO₂ и основывается на 1 % массовом содержании серы и применении расчетов EF из подраздела 3.4.2.2 настоящей главы; 95 % доверительные интервалы рассчитываются, используя ряд из табл. С-1 в приложении С. Доля ЧУ рассчитывается как среднее от данных из Henry & Knapp (1980), Olmez et al. (1988), Watson et al. (2001), Fisher et al. (1979), Griest & Tomkins (1984), Engelbrecht et al. (2002), Chow et al. (2004) и Speciate (US EPA, 2011).

Основа для коэффициентов выбросов ОКВЧ, ТЧ 10 и ТЧ 2,5 не может быть определена.

Таблица 3-16. Коэффициенты выбросов Уровня 2 для источников категории 1.А.1.а, Котлы с псевдосжиженным слоем, использующие бурый уголь

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
	Код	Название			
Категория источника НО	1.А.1.а	Производство электричества и тепла общего пользования			
Топливо	Бурый уголь				
ИНЗВ (если применимо)	010101 010102	Электроэнергетика общего пользования – Установки по сжиганию >= 300 МВтт (котлы) Электроэнергетика общего пользования - Установки по сжиганию >= 50 и < 300 МВтт (котлы)			
Технологии/методики	Котлы с псевдосжиженным слоем				
Региональные условия	не применимо				
Технологии снижения загрязнений	не применимо				
Не применяется					
Не оценено	ЧУ, NH ₃				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO _x	60	г/ГДж	35	85.2	European Commission (2006)
CO	13	г/ГДж	0.1	26	European Commission (2006)
НМЛОС	1	г/ГДж	0.2	5	US EPA 1998, глава 1.7
SO _x	1680	г/ГДж	330	5000	См. примечание
ОКВЧ	10.2	г/ГДж	3.4	30.6	US EPA 1998, глава 1.7
ТЧ10	6.9	г/ГДж	2.3	20.7	US EPA 1998, глава 1.7
ТЧ2.5	2.8	г/ГДж	0.9	8.4	US EPA 1998, глава 1.7
Pb	15	мг/ГДж	10.6	24.7	US EPA 1998, глава 1.7
Cd	1.8	мг/ГДж	1.29	3	US EPA 1998, глава 1.7
Hg	2.9	мг/ГДж	2.09	4.88	US EPA 1998, глава 1.7
As	14.3	мг/ГДж	10.3	24.1	US EPA 1998, глава 1.7
Cr	9.1	мг/ГДж	6.55	15.3	US EPA 1998, глава 1.7
Cu	1.0	мг/ГДж	0.08	0.78	Экспертная оценка, взята из Руководства (2006)
Ni	9.7	мг/ГДж	7.06	16.5	US EPA 1998, глава 1.7
Se	45	мг/ГДж	32.8	76.5	US EPA 1998, глава 1.7
Zn	8.8	мг/ГДж	0.5	16.8	Экспертная оценка, взята из Руководства (2006)
ПХБ	3.3	нг WHO-TEQ/ГДж	1.1	9.9	Grochowalski & Konieczynski, 2008
ПХДД/Ф	10	нг I-TEQ/ГДж	5	15	UNEP (2005); Котлы, работающие на угле
Бензо(а)пирен	1.3	мкг/ГДж	0.26	6.5	US EPA 1998, глава 1.7
Бензо(б)флуорантен	37	мкг/ГДж	3.7	370	Wenborn et al., 1999
Бензо(к)флуорантен	29	мкг/ГДж	2.9	290	Wenborn et al., 1999

Индено(1,2,3-сd)пирен	2.1	мкг/ГДж	0.4	10.5	US EPA 1998, глава 1.7
ГХБ	6.7	мкг/ГДж	2.2	20.1	Grochowalski & Koniecznyński, 2008

Примечание:

Для преобразования данных US EPA была использована теплотворность, приведенная в справочной информации (6 500 БТЕ/фунт). Она была преобразована в НТС с помощью коэффициента 0,95. При этом единицы измерения были преобразованы с помощью 1 055,0559 Дж/БТЕ, 2 000 фунтов/тонну и 453,59237 г/фунт. КВ для Си и Zn преобразуются с помощью среднего значения НТС 11,9 ГДж/Мг из Руководящих принципов IPCC (IPCC, 2006). Коэффициент для SO_x предполагает отсутствие мер по сокращению выбросов SO₂ и основывается на 1 % массовом содержании серы и применении расчетов EF из подраздела 3.4.2.2 настоящей главы; 95 % доверительные интервалы рассчитываются, используя ряд из табл. С-1 в приложении С.

КВ для ПХБ, бензо(в)флуорантена и бензо(к)флуорантена и ГХБ основаны на данных для сжигания антрацита в котлах с кипящим слоем.

Основа для коэффициентов выбросов ОКВЧ, ТЧ 10 и ТЧ 2,5 не может быть определена.

Таблица 3-17. Коэффициенты выбросов Уровня 2 для категории источника 1.А.1.а, Газовые турбины, использующие газообразное топливо

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
	Код	Название			
Категория источника НО	1.А.1.а	Производство электричества и тепла общего пользования			
Топливо	Газообразное топливо				
ИНЗВ (если применимо)	010104	Централизованные электростанции – Газовые турбины			
Технологии/методики	Газовые турбины				
Региональные условия	не применимо				
Технологии снижения загрязнений	не применимо				
Не применяется					
Не оценено	ННз, ПХБ, ПХДД/Ф, ГХБ				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO _x	48	г/ГДж	28	68	Nielsen et al., 2010
CO	4.8	г/ГДж	1	70	Nielsen et al., 2010
НМЛОС	1.6	г/ГДж	0.5	7.6	Nielsen et al., 2010
SO _x	0.281	г/ГДж	0.169	0.393	См. примечание
ОКВЧ	0.2	г/ГДж	0.05	0.8	BUWAL, 2001
ТЧ10	0.2	г/ГДж	0.05	0.8	BUWAL, 2001
ТЧ2.5	0.2	г/ГДж	0.05	0.8	Принимается равным ТЧ2.5
ЧУ	2.5	% ТЧ2.5	1	6.3	См. примечание
Pb	0.0015	мг/ГДж	0.0005	0.0045	Nielsen et al., 2012
Cd	0.00025	мг/ГДж	0.00008	0.00075	Nielsen et al., 2012
Hg	0.1	мг/ГДж	0.01	1	Nielsen et al., 2010
As	0.12	мг/ГДж	0.04	0.36	Nielsen et al., 2012
Cr	0.00076	мг/ГДж	0.00025	0.00228	Nielsen et al., 2012
Cu	0.000076	мг/ГДж	0.000025	0.000228	Nielsen et al., 2012
Ni	0.00051	мг/ГДж	0.00017	0.00153	Nielsen et al., 2012
Se	0.0112	мг/ГДж	0.00375	0.0337	US EPA 1998, глава 1.4
Zn	0.0015	мг/ГДж	0.0005	0.0045	Nielsen et al., 2012
Бензо(а)пирен	0.56	мкг/ГДж	0.19	0.56	US EPA (1998), глава 1.4 (Значение "Менее" исходя из пределов детектирования метода)
Бензо(в)флуорантен	1.58	мкг/ГДж	0.5	4.7	API, 1998
Бензо(к)флуорантен	1.11	мкг/ГДж	0.4	3.3	API, 1998
Индено(1,2,3-сd)пирен	8.36	мкг/ГДж	2.8	25.1	API, 1998

Примечание:

Необходимо отметить, что содержание Hg (и других тяжелых металлов) природного газа отличается для различных газовых месторождений. Однако считается, что после обработки природного газа различия не играют значения. US EPA (1998) дают коэффициент выброса в 0,1 мг/ГДж. Рекомендуется, чтобы страны получали конкретные данные для природного газа в зависимости от его происхождения.

Коэффициент для SO_x основывается на концентрации серы, приблизительно равной 0,01 г/м³. Коэффициент выбросов SO₂ также можно рассчитать, используя расчеты для EF из подраздела 0 настоящей главы.

Коэффициент выбросов ЧУ рассчитывается как среднее от данных из England et al. (2004), Wien et al. (2004) и базы данных Speciate (US EPA, 2011).

Основа для коэффициентов выбросов ОКВЧ, ТЧ 10 и ТЧ 2,5 не может быть определена.

Таблица 3-18. Коэффициенты выбросов Уровня 2 для категории источника 1.А.1.а, Газовые турбины, использующие газойл

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
	Код	Название			
Категория источника НО	1.А.1.а	Производство электричества и тепла общего пользования			
Топливо	Газойл				
ИНЗВ (если применимо)	010104	Централизованные электростанции – Стационарные двигатели			
Технологии/методики	Газовые турбины				
Региональные условия	не применимо				
Технологии снижения загрязнений	не применимо				
Не применяется					
Не оценено	NH ₃ , As, Cu, Ni, Se, Zn, ПХБ, ПХДД/Ф, Бензо(а)пирен, Бензо(б)флуорантен, Бензо(к)флуорантен, Индено(1,2,3-сд)пирен, ГХВ				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO _x	398	г/ГДж	239	557	US EPA 2000, глава 3.1
CO	1.49	г/ГДж	0.89	2.09	US EPA 2000, глава 3.1
НМЛОС	0.19	г/ГДж	0.11	0.26	US EPA 2000, глава 3.1
SO _x	46.5	г/ГДж	4.65	465	См. примечание
ОКВЧ	1.95	г/ГДж	0.65	5.85	US EPA 2000, глава 3.1
ТЧ10	1.95	г/ГДж	0.65	5.85	US EPA 2000, глава 3.1
ТЧ2.5	1.95	г/ГДж	0.65	5.85	US EPA 2000, глава 3.1
ЧУ	33.5	% ТЧ2.5	28.9	38	Hildemann et al., 1981 & Bond et al., 2006
Pb	0.0069	мг/ГДж	0.0007	0.069	Pulles et al. (2012)
Cd	0.0012	мг/ГДж	0.0001	0.12	Pulles et al. (2012)
Hg	0.053	мг/ГДж	0.005	0.53	Pulles et al. (2012)
As	0.0023	мг/ГДж	0.0002	0.023	Pulles et al. (2012)
Cr	0.28	мг/ГДж	0.23	0.30	Pulles et al. (2012)
Cu	0.17	мг/ГДж	0.14	0.20	Pulles et al. (2012)
Ni	0.0023	мг/ГДж	0.0002	0.023	Pulles et al. (2012)
Se	0.0023	мг/ГДж	0.0002	0.023	Pulles et al. (2012)
Zn	0.44	мг/ГДж	0.37	0.51	Pulles et al. (2012)

Примечание:

Для преобразования данных US EPA значения были преобразованы в НТС с помощью коэффициента 0,95. При этом единицы измерения были преобразованы с помощью 1 055,0559 Дж/БТУ и 453,59237 г/фунт.

Коэффициент для SO_x основывается на 0,1 % массовом содержании серы.

Из-за недостатка данных коэффициент выбросов ЧУ относится к котлам, работающим на газойле.

Коэффициенты выбросов ОКВЧ, Ч 10, ТЧ 2,5 представляют выбросы фильтруемых ТЧ. Следует отметить, что коэффициенты выбросов конденсируемых ТЧ представлены в US EPA (2000), Глава 3.1.

Таблица 3-19. Коэффициенты выбросов Уровня 2 для категории источника 1.А.1.а, Поршневые двигатели, использующие газойл

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
	Код	Название			
Категория источника НО	1.А.1.а	Производство электричества и тепла общего пользования			
Топливо	Газойл				
ИНЗВ (если применимо)	010105	Централизованные электростанции – Стационарные двигатели			
Технологии/методики	Крупные стационарные поршневые дизельные двигатели				
Региональные условия	не применимо				
Технологии снижения загрязнений	не применимо				
Не применяется					
Не оценено	NH3				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NOx	942	г/ГДж	500	1380	Nielsen et al., 2010
CO	130	г/ГДж	30	230	Nielsen et al., 2010
НМЛОС	37.1	г/ГДж	18.5	55.6	US EPA 1996, глава 3.4
SOx	46.5	г/ГДж	4.65	465	См. Примечание
ОКВЧ	28.1	г/ГДж	14.1	56.2	US EPA 1996, глава 3.4
ТЧ10	22.4	г/ГДж	11.2	44.8	US EPA 1996, глава 3.4
ТЧ2.5	21.7	г/ГДж	10.8	43.4	US EPA 1996, глава 3.4
чу	78	% ТЧ2.5	63	93	Hernandez et al., 2004
Pb	4.07	мг/ГДж	0.41	40.7	US EPA 2010, глава 1.3
Cd	1.36	мг/ГДж	0.14	13.6	US EPA 2010, глава 1.3
Hg	1.36	мг/ГДж	0.14	13.6	US EPA 2010, глава 1.3
As	1.81	мг/ГДж	0.18	18.1	US EPA 2010, глава 1.3
Cr	1.36	мг/ГДж	0.14	13.6	US EPA 2010, глава 1.3
Cu	2.72	мг/ГДж	0.27	27.1	US EPA 2010, глава 1.3
Ni	1.36	мг/ГДж	0.14	13.6	US EPA 2010, глава 1.3
Se	6.79	мг/ГДж	0.68	67.9	US EPA 2010, глава 1.3
Zn	1.81	мг/ГДж	0.18	18.1	US EPA 2010, глава 1.3
ПХДД/Ф	0.99	нг I-ТЕО/ГДж	0.1	10	Nielsen et al., 2010
ГХБ	0.22	мкг/ГДж	0.022	2.2	Nielsen et al., 2010
ПХБ	0.13	нг I-ТЕО/ГДж	0.013	1.3	Nielsen et al., 2010
Бензо(а)пирен	0.116	мг/ГДж	0.0582	0.116	US EPA 1996, глава 3.4 (Значение "Менее" исходя из пределов детектирования метода)
Бензо(в)флуорантен	0.502	мг/ГДж	0.251	0.754	US EPA 1996, глава 3.4
Бензо(к)флуорантен	0.0987	мг/ГДж	0.0493	0.0987	US EPA 1996, глава 3.4 (Значение "Менее" исходя из пределов детектирования метода)
Индено(1,2,3-сd)пирен	0.187	мг/ГДж	0.0937	0.187	US EPA 1996, глава 3.4

Примечание:

Для преобразования данных US EPA значения были преобразованы в НТС с помощью коэффициента 0,95. При этом единицы измерения были преобразованы с помощью 1 055,0559 Дж/БТУ и 453,59237 г/фунт.

Коэффициент для SO_x не предполагает использования средств ограничения выбросов SO₂ и основывается на удельном содержании серы в 0,1 % (в массовых долях), используя расчеты EF из подраздела 0 настоящей главы. Коэффициенты выбросов ОКВЧ, Ч 10, ТЧ 2,5 представляют выбросы фильтруемых ТЧ. Следует отметить, что коэффициенты выбросов конденсируемых ТЧ представлены в US EPA (1996), Глава 3.4.

Таблица 3-20. Коэффициенты выбросов Уровня 2 для категории источника 1.А.1.а, Поршневые двигатели, использующие природный газ

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
Категория источника	Код	Название			
НО	1.А.1.а	Производство электричества и тепла общего пользования			
Топливо	Природный газ				
ИНЗВ (если применимо)	010105	Централизованные электростанции – Стационарные двигатели			
Технологии/методики	Стационарные поршневые двигатели, работающие на газе				
Региональные условия	не применимо				
Технологии снижения загрязнений	не применимо				
Не применяется					
Не оценено	NH ₃ , ПХБ, ГХБ				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO _x	135	г/ГДж	65	200	Nielsen et al., 2010
CO	56	г/ГДж	20	135	Nielsen et al., 2010
НМЛОС	89	г/ГДж	45	135	Nielsen et al., 2010
SO _x	0.5	г/ГДж	0.1	1	BUWAL, 2001
OKBЧ	2	г/ГДж	1	3	BUWAL, 2001
ТЧ10	2	г/ГДж	1	3	BUWAL, 2001
ТЧ2.5	2	г/ГДж	1	3	BUWAL, 2001
ЧУ	2.5	% ТЧ2.5	1	6.3	См. Примечание
Pb	0.04	мг/ГДж	0.008	0.2	Nielsen et al., 2010
Cd	0.003	мг/ГДж	0.0006	0.015	Nielsen et al., 2010
Hg	0.1	мг/ГДж	0.02	0.5	Nielsen et al., 2010
As	0.05	мг/ГДж	0.01	0.25	Nielsen et al., 2010
Cr	0.05	мг/ГДж	0.01	0.25	Nielsen et al., 2010
Cu	0.01	мг/ГДж	0.002	0.05	Nielsen et al., 2010
Ni	0.05	мг/ГДж	0.01	0.25	Nielsen et al., 2010
Se	0.2	мг/ГДж	0.04	1	Nielsen et al., 2010
Zn	2.91	мг/ГДж	0.6	14.6	Nielsen et al., 2010
ПХДД/Ф	0.57	нг I-TEQ/ГДж	0.28	1.2	Nielsen et al., 2010
Бензо(а)пирен	1.20	мкг/ГДж	0.24	6	Nielsen et al., 2010
Бензо(в)флуорантен	9.00	мкг/ГДж	1.8	45	Nielsen et al., 2010
Бензо(к)флуорантен	1.70	мкг/ГДж	0.34	8.5	Nielsen et al., 2010
Индено(1,2,3-сd)пирен	1.80	мкг/ГДж	0.36	9	Nielsen et al., 2010

Примечание:

Коэффициент выбросов SO₂ также можно рассчитать, используя расчеты для EF из подраздела 3.4.2.2 настоящей главы.

Коэффициент выбросов ЧУ рассчитывается как среднее от данных из England et al. (2004), Wien et al. (2004) и базы данных Speciate (US EPA, 2011).

Основа для коэффициентов выбросов ОКВЧ, ТЧ 10 и ТЧ 2,5 не может быть определена.

Устранение загрязнений окружающей среды

Существует ряд дополнительных технологий, которые нацелены на сокращение выбросов определенных загрязняющих веществ. Результирующий выброс может быть рассчитан путем замены коэффициента выбросов для конкретной технологии на коэффициент сокращенных выбросов, как указано в формуле:

$$EF_{\text{технология уменьшенная}} = (1 - \eta_{\text{устранениезагрязнений}}) \times EF_{\text{технология неуменьшенная}} \quad (5)$$

Однако этот подход требует сведений о выбросах без применения мер их сокращения или соответствующих технологии 'базовой линии', а также об эффективности ограничения, что может оказаться не просто получить.

Характеристики сокращения редко выражаются в терминах ее эффективности, а чаще всего в терминах достижимой или гарантированной концентрации загрязняющих веществ в выбросах (например, для достижения соответствия предельно допустимым уровням выбросов). Оценка характеристик сокращения почти всегда определяется измерением концентрации веществ в выбросе. Для того чтобы пользователи могли оценивать, можно ли коэффициенты выбросов Уровня 2 для технологий обоснованно применять для их страны, в подразделе 6.3 (Проверка) настоящей главы приведено руководство по переводу концентраций выброса (измеренные концентрации или предельно допустимые значения выбросов) в коэффициенты выбросов для выбранных типов топлива.

Данные по осуществляемой деятельности

Информацию по производству энергии, которую можно использовать для оценки выбросов, используя более простую методику (Уровень 1 или 2), можно получить в национальных статистических службах или в Международном энергетическом агентстве (МЭА).

Дальнейшие указания содержатся в Методических указаниях МГЭИК 2006 о составлении национальных инвентаризаций выбросов парниковых газов, Том 2, в Стационарных источниках сжигания по адресу www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf. Для подхода по Уровню 2 эти данные нужны для разделения согласно применяемым технологиям. Стандартными источниками этих данных могут быть промышленные предприятия в пределах страны, или конкретные опросные листы для отдельных установок для сжигания.

3.4.4 Использование объектных данных по Уровню 3

Алгоритм

В тех случаях, когда доступны достаточно качественные объектные данные по выбросам (см. гл. 3, Сбор данных, в части А), ими рекомендуется воспользоваться. Существует две возможности:

- отчеты по производственному объекту охватывают все значимые процессы сжигания в стране;
- отчеты по выбросам, относящиеся к уровню производственного объекта, не доступны для всех значимых процессов сжигания в рассматриваемой стране.

Если доступны данные, относящиеся к уровню производственного объекта, охватывающие все виды деятельности в этой стране, то предполагаемые коэффициенты выбросов (опубликованные выбросы, поделенные на используемое страной топливо) необходимо сравнить с коэффициентами выбросов, принимаемых по умолчанию, или коэффициентами, относящимися к определенной технологии сжигания. Если подразумеваемые коэффициенты выбросов находятся вне 95 % доверительного интервала для заданных значений, то рекомендуется объяснить причины этого в отчете по составлению регистра выбросов.

В зависимости от конкретных национальных особенностей и широты охвата отчетов уровня объектного уровня по сравнению с общенациональным производством стали, выбирают коэффициент выбросов (EF) для данного уравнения, исходя из следующих возможностей в порядке уменьшения по предпочтению:

- коэффициенты технологических выбросов, основанные на знании типов технологий реализованных на заводах, на которых отчеты по выбросам на уровне завода отсутствуют;
- коэффициент подразумеваемых выбросов, который получен из имеющихся отчетов по выбросам:

$$EF = \frac{\sum_{\text{Объекты}} E_{\text{Объект, загрязнитель}}}{\sum_{\text{Объекты}} \text{Производство}_{\text{Объект}}} \quad (7)$$

- коэффициент выбросов уровня 1 по умолчанию. Данный вариант следует выбирать только в том случае, если отчеты по выбросам уровня завода охватывают более 90 % общенационального производства.

К источникам по руководству определения коэффициентов выброса для объектов относятся US EPA (US EPA, AP-42), BREF и руководство для промышленного сектора (например, Eurelectric (Союз электротехнической промышленности), 2008). Составители регистра могут также использовать данные по концентрациям в выбросах и ПДВ для определения коэффициента выброса (приложение E). Более ранние редакции руководства также предоставляют ряд коэффициентов выбросов, которые можно использовать, и все они приведены в приложении F.

Использование объектных данных по Уровню 3

Многие установки для сжигания относятся к большим производственным объектам и данные по коэффициентам выбросов отдельных установок можно получить из Реестра выбросов и переносов загрязнителей (РВПЗ) или иных национальных форм отчетности по выбросам. Для электротехнического сектора руководство по оценке выбросов еще находится в стадии разработки (Eurelectric, 2008). Когда качество этих данных гарантируется хорошо разработанной системой обеспечения/контроля качества и отчеты по выбросам прошли проверку по независимой аудиторской схеме, то такие данные рекомендуется использовать. Если для полноты охвата всех видов деятельности в той или иной стране требуется экстраполяция, то можно воспользоваться предполагаемыми коэффициентами выбросов для производственных объектов, приведенных в отчете, или коэффициентами выбросов, которые были приведены выше (см. подраздел 0).

Данные по осуществляемой деятельности

Поскольку в РВПЗ обычно не содержатся данные по осуществляемой деятельности, такие данные в отношении выбросов объектного уровня, указанных в отчете, иногда сложно найти. Возможным источником деятельности объектного уровня могут быть реестры торговли разрешениями на выбросы.

Во многих странах национальные бюро статистики собирают данные по производству на уровне объекта, но во многих случаях в конфиденциальном порядке. Однако в некоторых странах национальные бюро статистики являются частью национальной системы инвентаризации выбросов, и, при необходимости, в бюро статистики может быть выполнена экстраполяция, что гарантирует конфиденциальность данных о производстве.

4 1.А.1.в Очистка нефти и нефтепродуктов

4.1 Методики

Подробное изложение методик, используемых при осуществлении этого вида деятельности, можно найти в примечании к Наилучшим доступным технологиям (BREF) для перерабатывающих установок (EIPPCB, 2015).

4.1.1 Энергия, необходимая для технологического процесса

Нефтеперерабатывающим установкам в значительном объеме требуется электрическая и тепловая энергия. Электрическая и тепловая энергия обычно производятся с помощью комбинированных установок (СНР) или установок совместного производства тепловой и электрической энергии. Тепловую энергию можно получать непосредственным образом (технологические печи на предприятиях) или с помощью пара, получаемого на производственных предприятиях или на коммунальных предприятиях. Технологии для производства энергии от сжигания могут быть отнесены к категории деятельности 1.А.1.а, но во многих случаях разница с этой категорией будет в том, что используемыми топливами будут газообразное и жидкое топливо после их переработки. При использовании непереработанного топлива в процессе сжигания можно использовать информацию, приведенную для категории деятельности 1.А.1.а.

4.1.2 Виды производственной деятельности

Многие виды производственной деятельности используют технологические печи для нагревания исходного сырья; они могут использовать переработанное топливо и восстановленные побочные продукты переработки, а это приводит к возникновению выбросов от сжигания. Сжигание мусора и факельного сжигания побочных продуктов переработки относятся к прочим видам деятельности по сжиганию (см. гл. 1.В.2с). Кроме того, технологические источники включают в себя системы окисления битума, продувки, установку для получения водорода, модули коксования в текучей среде, крекинга с псевдооживленным катализатором (FCC) и каталитического риформинга (see Chapter 1.В.2.а.iv).

4.2 Выбросы

Следует отметить, что методики инвентаризации выбросов парниковых газов (диоксид углерода, метан и окись азота) не включены, - см. руководство IPCC [IPCC, 2006].

Окислы серы

Большая часть выбросов обусловлена работой технологических печей, котлов, модулей восстановления серы, регенераторов FCC, факелов, установок по сжиганию мусора и коксоудаления. При отсутствии технологии десульфуризации отходящих газов (FGD) выбросы окислов серы (SO_x) напрямую связаны с содержанием серы в топливе. Основную часть SO_x приходится на двуокись серы (SO_2), хотя могут проявляться также небольшие доли серного газа (SO_3).

Окислы азота

Выбросы окислов азота (окиси и двуокиси азота — NO_x) обусловлены в первую очередь процессами сжигания и модулем FCC. Регулирование процесса горения может обеспечить высокую степень сокращения выбросов NO_x (технология горелки с низким выбросом NO_x) и это может быть дополнено применением технологии селективного каталитического восстановления (SCR) или селективного некаталитического восстановления (SNCR).

Неметановые летучие органические соединения (НМЛОС)

Выбросы неметановых летучих органических соединений (НМЛОС), могут быть обусловлены процессами сжигания (включая факельное) и технологическими системами сброса отходов, такими как вентиляционные и продувочные системы. Однако многие источники выбросов на перерабатывающих заводах имеют склонность к неорганизованным выбросам (см. гл. 1.В.2а.iv).

Оксид углерода (СО)

Помимо сжигания в факелах и печах, модули FCC и каталитического риформинга могут производить СО, но содержат топки для СО (термические окислители) с целью сокращения выбросов.

Аммиак (NH₃)

Выбросы этого вещества могут быть вызваны незавершенной реакцией с NH₃, добавляемого в системы снижения выбросов NO_x — селективного каталитического и некаталитического восстановления (SCR и SNCR). Регенераторы для модулей FCC могут выделять аммиак, но эти выбросы ограничиваются применением топок для СО. Кроме того, использующие аммиак рефрижераторные системы, также могут быть источниками выбросов.

Твердые частицы

Выбросы твердых частиц (ТЧ) при работе перерабатывающих установок обусловлены процессом сжигания, а также определенными производственными модулями, включая модули коксования и крекинга с псевдооживленным катализатором.

Следует отметить, что коэффициенты выбросов ТЧ в данном Руководстве представляют первичные выбросы от деятельности, а не образование вторичных взвешенных частиц в следствии химических реакций в атмосфере после выброса.

Различные факторы влияют на измерение и определение первичных выбросов ТЧ в результате деятельности, а количество ТЧ, определяемое при измерении выбросов, в значительной степени зависит от условий измерения. Это особенно справедливо в отношении деятельности, связанной с высокотемпературными и полулетучими компонентами выбросов-в таких случаях выбросы ТЧ могут быть разделены между твердой/аэрозольной фазой и веществом, которое является газообразным в точке отбора проб, но может конденсироваться в атмосфере. Доля фильтруемого и конденсируемого материала будет варьироваться в зависимости от температуры дымовых газов и оборудования для отбора проб.

Ряд методов измерения фильтруемых ТЧ применяется по всему миру обычно с температурой фильтра 70-160°C (температура устанавливается путем испытаний). Конденсируемые фракции могут быть определены непосредственно путем извлечения конденсированного материала из охлажденного импинджера, расположенного после фильтра – следует отметить, что в данном случае происходит конденсация без разбавления и может потребоваться дополнительная обработка для удаления погрешностей отбора проб.. Другим подходом для суммарных ТЧ является разбавление, когда отбираемые дымовые или выхлопные газы смешиваются с окружающим воздухом (либо с использованием смесительного канала, либо с помощью системы разбавления проб), а фильтруемые и конденсируемые компоненты собираются на фильтре при более низких температурах (в зависимости от метода это может быть 15-52 °С). Однако использование методов разбавления может быть ограничено из-за практических ограничений с весом и / или размером оборудования.

Данное Руководство разделяет представляют ли коэффициенты выбросов ТЧ (для ОКВЧ, ТЧ10 и ТЧ2.5) общую эмиссию ТЧ, фильтруемые ТЧ или основа коэффициента выбросов не может быть определена (см. Таблицы индивидуальных коэффициентов выбросов).

Металлы

Согласно BREF, к важным тяжелым металлам в сырой нефти относятся As, Hg, Ni и V. Организация Consaue (Consaue, 2015) также представляет методики для Cd, Cr, Cu, Pb и Zn с источниками от сжигания, горения газообразных потоков, регенераторов FCC и коксования в текучей среде. Повышенное содержание никеля и ванадия характерно для осадков от дистилляции.

4.3 Средства регулирования

Подробные сведения относительно значимых технологий сокращения выбросов приведены в примечаниях к BREF для перерабатывающих и крупных установок для сжигания <http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/>. Значимые технологии снижения выбросов при сжигании для переработки описаны в 1.А.1.а. В общем случае модули очистки в месте выброса от FCC обычно аналогичны методам сокращения выбросов, используемых для установок для сжигания.

4.4 Методы

4.4.1 Выбор метода

На рис. 4-1 приведена процедура выбора метода оценки для технологических выбросов от очистки нефти. Основная идея состоит в следующем:

- Если доступна подробная информация, необходимо ее использовать;
- Если категория источников является ключевой категорией, применяется Уровень 2 или лучший метод, кроме того собираются подробные входные данные. Дерево решений направляет пользователя в таких случаях к методу Уровня 2, так как предполагается, что легче получить необходимые входные данные для данного подхода, чем собрать данные уровня объекта для оценки Уровня 3.
- Альтернативный вариант для метода Уровня 3 при помощи детального моделирования процесса не включен в дерево решений. Однако подробное моделирование всегда выполняется на уровне объекта, при этом результаты моделирования можно увидеть в виде данных объекта дерева решений.

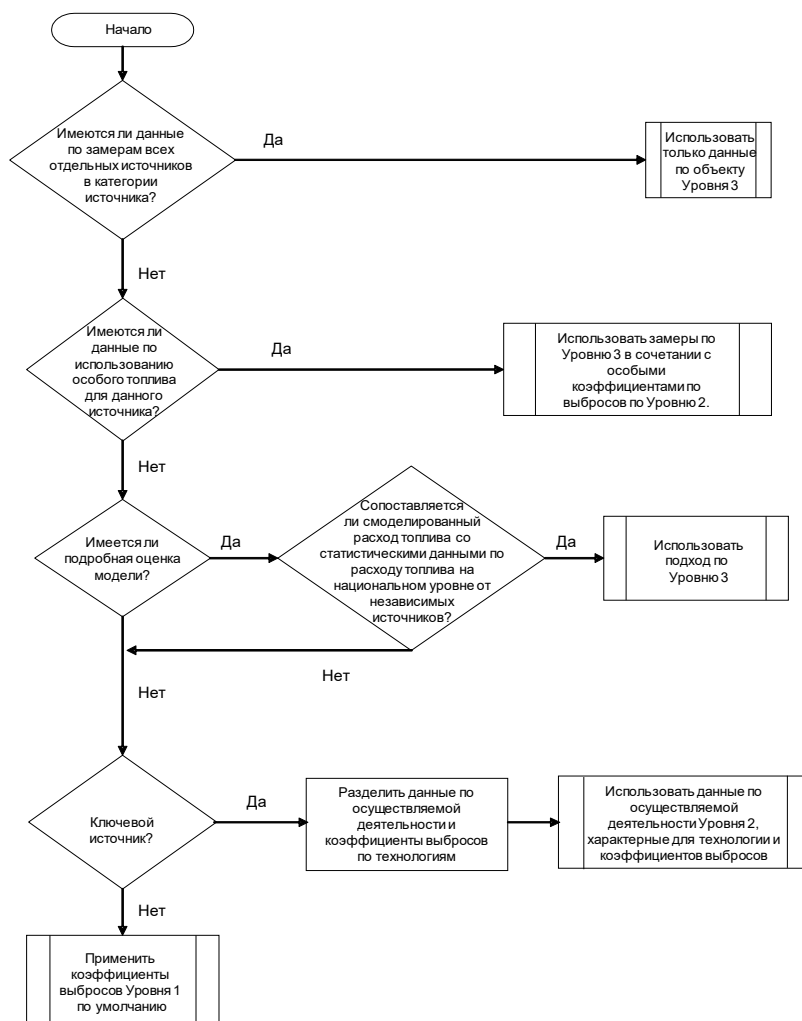


Рис. 4-1. Дерево решений для сжигания при очистке нефти

4.4.2 Подход по умолчанию Уровня 1

Алгоритм

В подходе Уровня 1 для выбросов от сжигания используется общее уравнение:

$$E_{\text{загрязнитель}} = AR_{\text{потребление топлива}} \times EF_{\text{загрязнитель}} \quad (1)$$

$E_{\text{загрязнитель}}$ ежегодные выбросы загрязняющего вещества

$EF_{\text{загрязнитель}}$ коэффициент выбросов этого вещества

$AR_{\text{потребление топлива}}$ степень активности по потреблению топлива

Это уравнение применяется на национальном уровне, используя ежегодное национальное потребление топлива (детализированное по типам топлива). Информация по потреблению топлива, подходящая для оценки выбросов при использовании упрощенной методики, широко доступна из статистических ежегодников ООН или национальной статистики.

Коэффициенты выбросов Уровня 1 предполагают использование средней или типичной технологии и мер сокращения выбросов. Тем не менее, коэффициенты выбросов для данной главы отражают неконтролируемые выбросы.

В тех случаях, когда учитываются определенные меры по сокращению выбросов, метод Уровня 1 применять нельзя, и тогда следует воспользоваться методом Уровня 2 или Уровня 3.

Коэффициенты выбросов по умолчанию

Коэффициенты выбросов, используемые по умолчанию для видов деятельности по сжиганию в Уровне 1, основываются на типах топлива, включая типы топлива, которые являются общими с категорией деятельности 1.A.1.a. Поскольку основное сжигание выполняется в технологических печах без соприкосновения с нагреваемым материалом, то коэффициенты, используемые в Уровне 1 по умолчанию для сжигания при очистке можно часто получить из классификации топлива методом Уровня 1 для категории 1.A.1.a (см. табл. 4-1).

Таблица 4-1. Классификация топлива для метода Уровня 1

Тип топлива Уровня 1	Связанные с этим типом другие виды топлива	Где приводятся
Природный газ	Природный газ	См. 1.A.1.a Уровень 1
Тяжелое дизельное топливо	Остаточный нефтепродукт, сырье нефтепереработки, нефтяной кокс	См. 1.A.1.a Уровень 1
Другие виды жидкого топлива	(a) Газойл, керосин, нефтяной газ, сжиженный газ, сжиженный нефтяной газ, оримульсия, битум, сланцевое масло (b) Нефтезаводской газ	(a) См. 1.A.1.a Уровень 1 (b) Табл. 4-3

Коэффициенты выбросов, используемые в Уровне 1 для нефтезаводского газа по умолчанию и приведенные в табл. 4-2, были получены из коэффициентов выбросов, опубликованных US EPA (US EPA, 1998) и в других источниках, включая коэффициенты, относящиеся к промышленному сектору (Copsave, 2015). При отсутствии подробных данных по сравнительному использованию различных технологий сжигания или сокращения выбросов, которые различны в разных странах, предложенные коэффициенты представляют собой среднее значение для всего диапазона используемых технологий при 95 % доверительном интервале по выбросам в рассматриваемом секторе.

Коэффициент выброса для двуокиси серы приведен в таблице Уровня 1, он основывается на ряде опубликованных коэффициентов, некоторые из которых представляют весьма отличающиеся уровни содержания серы в данном топливе. Когда известно содержание серы в топливе, тогда рекомендуется рассчитывать коэффициент выброса серы исходя из его содержания в топливе.

Таблица 4-2. Коэффициенты выбросов Уровня 1 для категории источника 1.А.1.б Нефтезаводской газ

Коэффициенты выбросов по умолчанию Уровня 1					
Категория источника	Код	Название			
НО	1.А.1.б	Очистка нефти и нефтепродуктов			
Топливо	Нефтезаводской газ				
Не применяется					
Не оценено	ННз, ПХДД/Ф, ГХБ				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO _x	63	г/ГДж	31.5	84.4	US EPA 1998, глава 1.4
CO	12.1	г/ГДж	7.3	17	Concawe (2015)
НМЛОС	2.58		1.29	5.15	US EPA 1998, глава 1.4
SO _x	0.281	г/ГДж	0.169	0.393	US EPA 1998, глава 1.4
OKBЧ	0.89	г/ГДж	0.297	2.67	US EPA 1998, глава 1.4
ТЧ10	0.89	г/ГДж	0.297	2.67	US EPA 1998, глава 1.4
ТЧ2.5	0.89	г/ГДж	0.297	2.67	US EPA 1998, глава 1.4
ЧУ	18.4	% ТЧ2.5	5.2	36.3	US EPA, 2011
Pb	1.79	мг/ГДж	0.895	3.58	API (1998, 2002)
Cd	0.712	мг/ГДж	0.356	1.42	API (1998, 2002)
Hg	0.086	мг/ГДж	0.043	0.172	API (1998, 2002)
As	0.343	мг/ГДж	0.172	0.686	API (1998, 2002)
Cr	2.74	мг/ГДж	1.37	5.48	API (1998, 2002)
Cu	2.22	мг/ГДж	1.11	4.44	API (1998, 2002)
Ni	3.6	мг/ГДж	1.8	7.2	API (1998, 2002)
Se	0.42	мг/ГДж	0.21	0.84	API (1998, 2002)
Zn	25.5	мг/ГДж	12.8	51	API (1998, 2002)
Бензо(а)пирен	0.669	мкг/ГДж	0.223	2.01	API (1998, 2002)
Бензо(б)флуорантен	1.14	мкг/ГДж	0.379	3.41	API (1998, 2002)
Бензо(к)флуорантен	0.631	мкг/ГДж	0.21	1.89	API (1998, 2002)
Индено(1,2,3-сд)пирен	0.631	мкг/ГДж	0.21	1.89	API (1998, 2002)

Примечание:

Коэффициент для SO_x основывается на концентрации серы, приблизительно равной 0,01 г/м³. Коэффициент выбросов SO₂ также можно рассчитать, используя расчеты для EF из подраздела 0 настоящей главы.

Данные коэффициенты выбросов ТЧ представляют только фильтруемые ТЧ (не включая какие-либо конденсируемые фракции).

Если метод Уровня 1 используется для технологических выбросов (гл. 1.В.2.а.ив), то выбросы от сжигания уже включены и о них не следует сообщать снова в гл. 1.А.1.б, поскольку это приведет к их двойному учету.

Данные по виду деятельности Уровня 1

Информацию по использованию энергии, применимую для оценки выбросов с использованием более простой методологии оценки Уровня 1, можно получить в Национальных статистических службах (НСС) или в Международном энергетическом агентстве (МЭА).

Дальнейшие указания содержатся в Методических указаниях IPCC 2006 о составлении национальных инвентаризаций выбросов парниковых газов, Том 2, в Стационарных источниках сжигания по адресу www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf

Вид деятельности и коэффициент выброса следует определять на том же уровне группирования, зависящем от доступности данных. Статистику по видам деятельности следует определить в рамках рассматриваемой страны или региона, используя для этого подходящие статистические данные. Этот вид деятельности должен соответствовать потребляемой энергии рассматриваемых источников выброса (потребление переработанного или исходного топлива в [ГДж]).

4.4.3 Подход Уровня 2, базирующийся на технологиях

Алгоритм

Подход Уровня 2 аналогичен Уровню 1. Для применения подхода Уровня 2 необходимо использовать как данные по виду деятельности, так и коэффициенты выбросов в соответствии с используемым в рассматриваемой стране топливом и технологиями сжигания. Эти технологии могут включать:

- типы перерабатывающих установок;
- мощности перерабатывающих установок;
- применяемые в этой стране методы сокращения выбросов.

Возможны два подхода:

детализовать используемое в рассматриваемой стране топливо для моделирования различных типов установок сжигания и ограничения выбросов в регистр с помощью

- раздельного задания данных по видам деятельности, используя каждый из установленных типов технологических процессов (все вместе в приведенной ниже формуле обозначается 'технологии') и
- применения коэффициентов выброса в зависимости от используемой технологии для каждого типа процесса:

$$E_{\text{загрязнитель}} = \sum_{\text{технологии}} AR_{\text{производство, технология}} \times EF_{\text{технология загрязнитель}} \quad (2)$$

получить коэффициенты выбросов для конкретной страны, ознакомившись с различными технологиями сжигания мусора в рамках национальных данных по установкам для сжигания (и используемого топлива) и применить коэффициент выброса для конкретной страны для используемого в рассматриваемой стране топлива.

$$EF_{\text{страна, загрязнитель}} = \sum_{\text{технологии}} \text{Просачивание}_{\text{технология}} \times EF_{\text{технология загрязнитель}} \quad (3)$$

$$E_{\text{загрязнитель}} = AR_{\text{производство}} \times EF_{\text{страна, загрязнитель}}$$

Оба подхода с математической точки зрения очень похожи или даже идентичны. Выбор того или иного подхода, в основном, зависит от доступности данных. Если данные по виду деятельности действительно доступны, то первый подход кажется более предпочтительным. Если, однако, нет прямых данных по виду деятельности, использование различных технологий в пределах рассматриваемых отраслей промышленности можно оценить из данных по мощности, или иных заменяющих данных, которые бы отражали размеры установок, использующих различные технологии.

Коэффициенты выбросов в зависимости от технологии

При применении подхода по Уровню 2 для обработки выбросов от химического производства требуются коэффициенты выброса, характерные для технологии. Примеры приведены в этом разделе. Документация BREF для перерабатывающих установок доступна на сайте <http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/> и содержит инструкцию по использованию достижимого уровня выбросов. Коэффициенты выбросов, полученные из достижимых уровней выбросов (AEL), согласно документации BREF, для сравнения приводятся в разделе 6.3.1.

В этом разделе приводятся серии коэффициентов выбросов для загрязняющих веществ, которые зависят от используемой технологии сжигания, например, для котлов, а также технологических нагревателей и печей; эти коэффициенты представляют более широкий диапазон типов топлив и технологий сжигания, чем требуется для подхода Уровня 1. Но при этом они не представляют какую-то определенную технологию сжигания или сокращения выбросов, но предлагают большую степень разукрупнения, чем для подхода Уровня 1. Многие из этих коэффициентов были включены в методические указания для оценки выбросов производственных объектов для E-PRTR (Copsaue, 2015) и представляют собой коэффициенты выбросов без применения мер по их сокращению.

Коэффициенты выбросов для окислов серы приведены в таблицах Уровня 2. Когда в рассматриваемой стране известно о содержании серы в топливе и применяемых мерах по ограничению выбросов, тогда рекомендуется рассчитывать коэффициент выброса серы исходя из его содержания в топливе, учитывая эффективность мер по сокращению выбросов.

Методика расчета выбросов NO_x приводится в Copsaue, 2015 в качестве рекомендованного для этого сектора метода для перерабатывающих предприятий при использовании в отчетах по выбросам. Однако образование NO_x является сложным процессом и зависит от ряда параметров (например, содержания водорода, влажности, мощности горелки), которые могут быть недоступны для применения в методе Уровня 2.

Возможно усовершенствование методики Уровня 2, которое позволяет включать меры по сокращению выбросов с помощью использования коэффициентов, полученных из данных по выбросам. Для получения сведений о коэффициентах выбросов, относящихся к газовым турбинам, следует обратиться к 1.А.1.а, в подраздел 0, к таблицам с коэффициентами выбросов для Уровня 2 в настоящей главе.

Если используется сжиженный нефтяной газ, при оценке выбросов необходимо использовать коэффициенты выбросов, представленные для природного газа.

Сводка по коэффициентам, используемым в Уровне 2, содержится в табл. 4-3.

Таблица 4-3. Коэффициенты выбросов Уровня 2 по умолчанию

Технология сжигания	Соответствующие типы топлива	Где можно найти коэффициенты для Уровня 2
Технологические печи	Остаточный нефтепродукт	Табл. 4-5
	Газойл	Табл. 4-6
	Нефтезаводской газ	См. Уровень 1 (Табл. 4-3)
	Природный газ	Табл. 4-8
Газовые турбины	Разнообразные газы	См. раздел 1.А.1.а
Газовый двигатель	Природный газ	Табл. 4-8
Двигатель с воспламенением от сжатия	Газойл	Табл. 4-9

Таблица 4-4. Коэффициенты выбросов Уровня 2 для категории источника 1.А.1.б, Технологические печи, использующие остаточные нефтепродукты

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
	Код	Название			
Категория источника НО	1.А.1.б	Очистка нефти и нефтепродуктов			
Топливо	Остаточные нефтепродукты (очищенное нефтяное топливо)				
ИНЗВ (если применимо)	0103	Нефтеочистительные установки			
Технологии/методики	Технологические печи, нагреватели и котлы				
Региональные условия	не применимо				
Технологии снижения загрязнений	не применимо				
Не применяется					
Не оценено	NH ₃ , Бензо(а)пирен, Бензо(б)флуорантен, Индено(1,2,3-сд)пирен, ПХБ, ГХБ				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO _x	142	г/ГДж	71	284	US EPA 1998, глава 1.3
CO	6	г/ГДж	3.6	8.4	Concawe (2015)
НМЛОС	2.3	г/ГДж	0.676	4.09	US EPA 1998, глава 1.3
SO _x	485	г/ГДж	146	1700	См. примечание
OKBЧ	20	г/ГДж	12	28	Visschedijk et al (2004)
ТЧ10	15	г/ГДж	9	21	Visschedijk et al (2004)
ТЧ2.5	9	г/ГДж	5.4	12.6	Visschedijk et al (2004)
ЧУ	5.6	% ТЧ2.5	0.22	8.69	См. примечание
Pb	4.6	мг/ГДж	0.9	23	US EPA 1998, глава 1.3
Cd	1.2	мг/ГДж	0.24	6	US EPA 1998, глава 1.3
Hg	0.3	мг/ГДж	0.03	0.6	US EPA 1998, глава 1.3
As	3.98	мг/ГДж	0.796	19.9	US EPA 1998, глава 1.3
Cr	14.8	мг/ГДж	2.96	74	API (1998, 2002)
Cu	11.9	мг/ГДж	2.38	59.5	API (1998, 2002)
Ni	1030	мг/ГДж	206	5150	API (1998, 2002)
Se	2.1	мг/ГДж	0.40	10.5	US EPA 1998, глава 1.3
Zn	49.3	мг/ГДж	9.86	247	API (1998, 2002)
ПХДД/Ф	2.5	нг I-ТЕОQ/ГДж	1.25	3.75	UNEP (2005); Котлы, работающие на тяжелом топливе
Бензо(б)флуорантен	3.7	мкг/ГДж	0.74	18.5	API (1998, 2002)

Примечание:

Коэффициент для SO_x предполагает отсутствие мер по сокращению выбросов SO₂ и основывается на 1 % массовом содержании серы и применении расчетов EF из подраздела 0 настоящей главы; 95 % доверительные интервалы рассчитываются, используя ряд из табл. С-1 в приложении С.

Коэффициент выбросов ЧУ рассчитывается как среднее от данных из Olmez et al. (1988), England et al. (2007) и базы данных Speciate (US EPA, 2011).

Для бензо(а)пирена, бензо(к)флуорантена и индено(1,2,3-сд)пирена все измерения, приведенные в API (1998), были ниже предела определения. При использовании этих данных КВ будут соответственно 0,60, 0,20 и 1,3 мкг/ГДж.

Данные коэффициенты выбросов ТЧ представляют только фильтруемые ТЧ

Таблица 4-5. Коэффициенты выбросов Уровня 2 для категории источника 1.А.1.б, Технологические печи, использующие газойл

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
	Код	Название			
Категория источника НО	1.А.1.б	Очистка нефти и нефтепродуктов			
Топливо	Газойл				
ИНЗВ (если применимо)	0103	Нефтеочистительные установки			
Технологии/методики	Технологические печи, нагреватели и котлы				
Региональные условия	не применимо				
Технологии снижения загрязнений	не применимо				
Не применяется					
Не оценено	NH ₃ , ПХДД/Ф, Бензо(а)пирен, Бензо(в)флуорантен, Бензо(к)флуорантен, Индено(1,2,3-сд)пирен, ПХБ, ГХБ				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. Интервал		Ссылки
			нижний	Верхний	
NO _x	65	г/ГДж	32.5	97.5	US EPA 1998, глава 1.3
CO	16.2	г/ГДж	5.4	50	US EPA 1998, глава 1.3
НМЛОС	0.65	г/ГДж	0.22	1.95	US EPA 1998, глава 1.3
SO _x	46.1	г/ГДж	36.9	460	См. примечание
OKBЧ	6.47	г/ГДж	1.29	32.3	US EPA 1998, глава 1.3
ТЧ10	3.23	г/ГДж	0.647	16.2	US EPA 1998, глава 1.3
ТЧ2.5	0.808	г/ГДж	0.162	4.04	US EPA 1998, глава 1.3
ЧУ	33.5	% ТЧ2.5	28.9	38	Hildemann et al., 1981 & Bond et al., 2006
Pb	4.07	мг/ГДж	2.04	8.14	US EPA 1998, глава 1.3
Cd	1.36	мг/ГДж	0.68	2.72	US EPA 1998, глава 1.3
Hg	1.36	мг/ГДж	0.68	2.72	US EPA 1998, глава 1.3
As	1.81	мг/ГДж	0.905	3.62	US EPA 1998, глава 1.3
Cr	1.36	мг/ГДж	0.68	2.72	US EPA 1998, глава 1.3
Cu	2.72	мг/ГДж	1.36	5.44	US EPA 1998, глава 1.3
Ni	1.36	мг/ГДж	0.68	2.72	US EPA 1998, глава 1.3
Se	6.79	мг/ГДж	0.68	67.9	US EPA 1998, глава 1.3
Zn	1.81	мг/ГДж	0.905	3.62	US EPA 1998, глава 1.3

Примечание:

Основывается на удельном содержании серы в 0,1 % (массовые доли).

Для бензо(а)пирена, бензо(к)флуорантена и индено(1,2,3-сд)пирена все измерения, приведенные в API (1998), были ниже предела определения. При использовании этих данных КВ будут соответственно 0,60, 0,20 и 1,3 мкг/ГДж.

Данные коэффициенты выбросов ТЧ представляют только фильтруемые ТЧ (не включая какие-либо конденсируемые фракции).

Таблица 4-6 Коэффициенты выбросов Уровня 2 для категории источника 1.А.1.б, Технологические печи, использующие природный газ

Коэффициенты выбросов Уровня 2		
	Код	Название
Категория источника НО	1.А.1.б	Очистка нефти и нефтепродуктов
Топливо	Природный газ	
ИНЗВ (если применимо)	0103	Нефтеочистительные установки
Технологии/методики	Технологические печи, нагреватели и котлы	

Региональные условия	не применимо				
Технологии снижения загрязнений	не применимо				
Не применяется					
Не оценено	NH ₃ , ПХДД/Ф, ПХБ, ГХБ				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO _x	63	г/ГДж	31.5	84.4	US EPA 1998, глава 1.4
CO	39.3	г/ГДж	23.6	55.1	US EPA 1998, глава 1.4
НМЛОС	2.58	г/ГДж	1.29	5.16	US EPA 1998, глава 1.4
SO _x	0.281	г/ГДж	0.169	0.393	US EPA 1998, глава 1.4
OKBЧ	0.89	г/ГДж	0.297	2.67	US EPA 1998, глава 1.4
TЧ10	0.89	г/ГДж	0.297	2.67	US EPA 1998, глава 1.4
TЧ2.5	0.89	г/ГДж	0.297	2.67	US EPA 1998, глава 1.4
ЧУ	8.6	% TЧ2.5	4.3	17.2	Wien et al., 2004
Pb	0.0015	мг/ГДж	0.0005	0.0045	Nielsen et al., 2012
Cd	0.00025	мг/ГДж	0.00008	0.00075	Nielsen et al., 2012
Hg	0.1	мг/ГДж	0.01	1	Nielsen et al., 2010
As	0.12	мг/ГДж	0.04	0.36	Nielsen et al., 2012
Cr	0.00076	мг/ГДж	0.00025	0.00228	Nielsen et al., 2012
Cu	0.000076	мг/ГДж	0.000025	0.000228	Nielsen et al., 2012
Ni	0.00051	мг/ГДж	0.00017	0.00153	Nielsen et al., 2012
Se	0.0112	мг/ГДж	0.00375	0.0337	US EPA 1998, глава 1.4
Zn	0.0015	мг/ГДж	0.0005	0.0045	Nielsen et al., 2012
Бензо(а)пирен	0.56	мкг/ГДж	0.19	0.56	US EPA 1998, глава 1.4 (Значение "Менее" исходя из пределов детектирования метода)
Бензо(б)флуорантен	0.84	мкг/ГДж	0.28	0.84	US EPA 1998, глава 1.4 (Значение "Менее" исходя из пределов детектирования метода)
Бензо(к)флуорантен	0.84	мкг/ГДж	0.28	0.84	US EPA 1998, глава 1.4 (Значение "Менее" исходя из пределов детектирования метода)
Индено(1,2,3-сд)пирен	0.84	мкг/ГДж	0.28	0.84	US EPA 1998, глава 1.4 (Значение "Менее" исходя из пределов детектирования метода)

Примечание:

Коэффициент для SO_x основывается на концентрации серы, приблизительно равной 0,01 г/м³. Коэффициент выбросов SO₂ также можно рассчитать, используя расчеты для EF из подраздела 0 настоящей главы.

Необходимо отметить, что содержание Hg (и других тяжелых металлов) природного газа отличается для различных газовых месторождений. Однако считается, что после обработки природного газа различия не играют значения. US EPA (1998) дают коэффициент выброса в 0,1 мг/ГДж. Рекомендуется, чтобы страны получали конкретные данные для природного газа в зависимости от его происхождения.

Данные коэффициенты выбросов ТЧ представляют только фильтруемые ТЧ (не включая какие-либо конденсируемые фракции)

Таблица 4-7. Коэффициенты выброса Уровня 2 для категории источника 1.А.1.б, Стационарные двигатели, использующие природный газ

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
	Код	Название			
Категория источника НО	1.А.1.б	Очистка нефти и нефтепродуктов			
Топливо	Природный газ				
ИНЗВ (если применимо)	010305	Очистка нефти и нефтепродуктов – Стационарные двигатели			
Технологии/методики	4-х тактные газовые двигатели сгорания обедненной смеси				
Региональные условия	не применимо				
Технологии снижения загрязнений	не применимо				
Не применяется					
Не оценено	NH ₃ , ПХДД/Ф, ПХБ, ГХБ				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO _x	405	г/ГДж	200	810	US EPA 2000, глава 3.2
CO	266	г/ГДж	130	530	US EPA 2000, глава 3.2
НМЛОС	56	г/ГДж	30	110	US EPA 2000, глава 3.2
SO _x	0.281	г/ГДж	0.169	0.393	US EPA 2000, глава 3.2
OKBЧ	0.037	г/ГДж	0.003	0.37	US EPA 2000, глава 3.2
ТЧ10	0.037	г/ГДж	0.003	0.37	US EPA 2000, глава 3.2
ТЧ2.5	0.037	г/ГДж	0.003	0.37	US EPA 2000, глава 3.2
ЧУ	2.5	% ТЧ2.5	1	6.3	См. примечание
Pb	0.04	мг/ГДж	0.013	0.12	Nielsen et al., 2010
Cd	0.003	мг/ГДж	0.001	0.009	Nielsen et al., 2010
Hg	0.1	мг/ГДж	0.03	0.3	Nielsen et al., 2010
As	0.05	мг/ГДж	0.017	0.15	Nielsen et al., 2010
Cr	0.05	мг/ГДж	0.017	0.15	Nielsen et al., 2010
Cu	0.01	мг/ГДж	0.003	0.03	Nielsen et al., 2010
Ni	0.05	мг/ГДж	0.017	0.15	Nielsen et al., 2010
Se	0.2	мг/ГДж	0.07	0.6	Nielsen et al., 2010
Zn	2.91	мг/ГДж	0.97	8.73	Nielsen et al., 2010
Бензо(а)пирен	16.2	мкг/ГДж	5.4	48.6	API (1998)
Бензо(в)флуорантен	149	мкг/ГДж	50	447	API (1998)
Бензо(к)флуорантен	241	мкг/ГДж	80	723	API (1998)
Индено(1,2,3-сд)пирен	54.5	мкг/ГДж	17.5	158	API (1998)

Примечание:

Необходимо отметить, что содержание Hg (и других тяжелых металлов) природного газа отличается для различных газовых месторождений. US EPA (1998) дают коэффициент выброса в 0,1 мг/ГДж. Рекомендуется, чтобы страны получали конкретные данные для природного газа в зависимости от его происхождения. Также количество смазочных веществ, окисленных во время использования, может оказать значительное влияние на коэффициенты выбросов тяжелых металлов.

Коэффициент для SO_x основывается на концентрации серы, приблизительно равной 0,01 г/м³. Коэффициент выбросов SO₂ также можно рассчитать, используя расчеты для EF из подраздела 0 настоящей главы.

Коэффициент выбросов ЧУ рассчитывается как среднее от данных из England et al. (2004), Wien et al. (2004) и базы данных Speciate (US EPA, 2011).

Данные коэффициенты выбросов ТЧ представляют только фильтруемые ТЧ (не включая какие-либо конденсируемые фракции)

Таблица 4-8. Коэффициенты выбросов Уровня 2 для категории источника 1.А.1.б, Дизельные двигатели, использующие газойл

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
Категория источника	Код	Название			
НО	1.А.1.б	Очистка нефти и нефтепродуктов			
Топливо	Газойл				
ИНЗВ (если применимо)	010305	Очистка нефти и нефтепродуктов – Стационарные двигатели			
Технологии/методики	Поршневые двигатели (компрессионный впрыск)				
Региональные условия	не применимо				
Технологии снижения загрязнений	не применимо				
Не применяется					
Не оценено	NH ₃ , ПХДД/Ф, ПХБ, ГХБ				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO _x	942	г/ГДж	500	1380	Nielsen et al., 2010
CO	130	г/ГДж	30	230	Nielsen et al., 2010
НМЛОС	37.1	г/ГДж	18.5	55.6	US EPA 1996, глава 3.4
SO _x	46.1	г/ГДж	4.61	461	См. примечание
ОКВЧ	28.1	г/ГДж	14.1	56.2	US EPA 1996, глава 3.4
ТЧ10	22.4	г/ГДж	11.2	44.8	US EPA 1996, глава 3.4
ТЧ2.5	21.7	г/ГДж	10.8	43.4	US EPA 1996, глава 3.4
чу	78	% ТЧ2.5	63	93	Hernandez et al., 2004
Pb	4.07	мг/ГДж	0.41	40.7	US EPA 1998, глава 1.3
Cd	1.36	мг/ГДж	0.14	13.6	US EPA 1998, глава 1.3
Hg	1.36	мг/ГДж	0.14	13.6	US EPA 1998, глава 1.3
As	1.81	мг/ГДж	0.18	18.1	US EPA 1998, глава 1.3
Cr	1.36	мг/ГДж	0.14	13.6	US EPA 1998, глава 1.3
Cu	2.72	мг/ГДж	0.27	27.1	US EPA 1998, глава 1.3
Ni	1.36	мг/ГДж	0.14	13.6	US EPA 1998, глава 1.3
Se	6.79	мг/ГДж	0.68	67.9	US EPA 1998, глава 1.3
Zn	1.81	мг/ГДж	0.18	18.1	US EPA 1998, глава 1.3
ПХДД/Ф	0.99	нг I-ТЕQ/ГДж	0.1	10	Nielsen et al., 2010
ГХБ	0.22	мкг/ГДж	0.022	2.2	Nielsen et al., 2010
ПХБ	0.13	нг I-ТЕQ/ГДж	0.013	1.3	Nielsen et al., 2010
Бензо(а)пирен	0.11	мг/ГДж	0.04	0.33	API, 1998
Бензо(в)флуорантен	0.49	мг/ГДж	0.16	1.47	API, 1998
Бензо(к)флуорантен	0.096	мг/ГДж	0.032	0.288	API, 1998
Индено(1,2,3-сd)пирен	0.18	мг/ГДж	0.06	0.54	API, 1998

Примечание:

1. Коэффициент для SO_x не предполагает использования средств ограничения выбросов SO₂ и основывается на удельном содержании серы в 0,1 % (в массовых долях), используя расчеты EF из подраздела 0 настоящей главы.
2. Коэффициенты выбросов для металлов основываются на коэффициентах для сжигания нефти в котлах.
3. Данные коэффициенты выбросов ТЧ представляют только фильтруемые ТЧ (не включая какие-либо конденсируемые фракции).

Данные по осуществляемой деятельности

Информацию по переработке, которую можно использовать для оценки выбросов, используя более простую методику (Уровень 1 или 2), можно получить в национальных статистических службах или в Международном энергетическом агентстве (МЭА).

Дальнейшие указания содержатся в Методических указаниях IPCC 2006 о составлении национальных инвентаризаций выбросов парниковых газов, Том 2, в Стационарных источниках сжигания по адресу www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf

Для подхода по Уровню 2 эти данные нужны для разделения согласно применяемым технологиям. Стандартными источниками этих данных могут быть промышленные предприятия в пределах страны, или конкретные опросные листы для отдельных установок для сжигания.

4.4.4 Использование объектных данных по Уровню 3**Алгоритм**

В тех случаях, когда доступны достаточно качественные объектно-ориентированные данные по выбросам (см. гл.3, Сбор данных, в части А), рекомендуется этими данными воспользоваться. Существует две возможности:

- отчеты по производственному объекту охватывают все значимые процессы сжигания в стране;
- отчеты по выбросам на уровне производственных объектов не доступны для всех технологических перерабатывающих предприятий.

Если доступны данные, относящиеся к уровню производственного объекта, охватывающие все виды деятельности в этой стране, то предполагаемые коэффициенты выбросов (опубликованные выбросы, поделенные на используемое страной топливо) необходимо сравнить с коэффициентами выбросов, принимаемых по умолчанию, или коэффициентами, относящимися к определенной технологии сжигания. Если подразумеваемые коэффициенты выбросов находятся вне 95 % доверительного интервала для заданных значений, то рекомендуется объяснить причины этого в отчете по составлению регистра выбросов.

В зависимости от конкретных национальных особенностей и широты охвата отчетов уровня объектного уровня по сравнению с общенациональным производством стали, выбирают коэффициент выбросов (EF) для данного уравнения, исходя из следующих возможностей в порядке уменьшения по предпочтению:

- коэффициенты технологических выбросов, основанные на знании типов технологий реализованных на заводах, на которых отчеты по выбросам на уровне завода отсутствуют;
- коэффициент подразумеваемых выбросов, который получен из имеющихся отчетов по выбросам:

$$EF = \frac{\sum_{\text{Объекты}} E_{\text{Объект, загрязнитель}}}{\sum_{\text{Объекты}} \text{Производство}_{\text{Объект}}} \quad (7)$$

- коэффициент выбросов уровня 1 по умолчанию. Данный вариант следует выбирать только в том случае, если отчеты по выбросам уровня завода охватывают более 90 % общенационального производства.

Моделирование выбросов Уровня 3 и использование объектных данных

Многие установки для сжигания относятся к большим производственным объектам и данные по коэффициентам выбросов отдельных установок можно получить из Реестра выбросов и

переносов загрязнителей (РВПЗ) или иных национальных форм отчетности по выбросам. Когда качество этих данных гарантируется хорошо разработанной системой обеспечения/контроля качества, то такие данные рекомендуется использовать. Руководство по оценке выбросов от перерабатывающих предприятий было опубликовано промышленным сектором [Copsway, 2015]. Если для полноты охвата всех видов деятельности в той или иной стране требуется экстраполяция, то можно воспользоваться предполагаемыми коэффициентами выбросов для производственных объектов, приведенных в отчете, или коэффициентами выбросов, которые были приведены выше (см. подраздел 0).

Данные по осуществляемой деятельности

Поскольку в РВПЗ обычно не содержатся данные по осуществляемой деятельности, такие данные в отношении выбросов объектного уровня, указанных в отчете, иногда сложно найти. Возможным источником деятельности объектного уровня могут быть реестры торговли разрешениями на выбросы.

Во многих странах национальные бюро статистики собирают данные по производству на уровне объекта, но во многих случаях в конфиденциальном порядке. Однако в некоторых странах национальные бюро статистики являются частью национальной системы инвентаризации выбросов, и при необходимости, в бюро статистики может быть выполнена экстраполяция, что гарантирует конфиденциальность данных о производстве.

5 1.А.1.с Производство твердого топлива и другие энергетические отрасли промышленности

5.1 Методики

Изготовление кокса в основном связано с производством чугуна и стали, а подробные сведения об используемых при этом технологиях можно найти в примечании к Наилучшим из имеющихся технологий (BREF), из руководства по производству чугуна и стали [EIPPCB, 2013] и руководства US EPA.

Изготовление кокса является групповой технологией изготовления в коксовой печи, являющейся батареей печей. Уголь нагревается в неокисляющей атмосфере (пиролиз). Летучие компоненты отделяются от кокса, который затем выталкивается при высокой температуре из печи в рельсовую тележку и перевозится в башенный охладитель, чтобы прекратить окисление в воздухе. Нагревание обеспечивается сжиганием порции выделяющихся газов, после чего выполняется обработка с целью удаления аммиака, сероводорода, смол и конденсируемых органических материалов. Производство кокса с утилизацией побочных продуктов применяет технологические установки для утилизации конденсированных органических материалов и других побочных продуктов. Побочные продукты сгорают в коксовых печах, в которых не используется утилизация побочных продуктов.

5.2 Выбросы

Следует отметить, что методики инвентаризации выбросов парниковых газов (диоксид углерода, метан и окись азота) не включены, - см. руководство IPCC [IPCC, 2006].

Окислы серы

Выбросы, обусловленные сжиганием коксового газа (COG). Газ подвергается обработке для удаления H_2S , но остаточное содержание H_2S окисляется с образованием SO_2 .

Окислы азота

Выбросы окислов азота (окиси и двуокиси азота — NO_x) обусловлены в первую очередь процессами сжигания COG.

Неметановые летучие органические соединения (НМЛОС)

Выбросы неметановых летучих органических соединений (НМЛОС), могут быть обусловлены процессами сжигания и технологическими системами сброса отходов, такими как вентиляционные и продувочные системы. Однако многие источники выбросов имеют склонность к неорганизованным выбросам.

Оксид углерода (CO)

Эти выбросы обусловлены сжиганием и неорганизованными выделениями COG.

Твердые частицы

Выбросы твердых частиц (ТЧ) обусловлены сжиганием в коксовых печах и погрузочно-разгрузочными работами с материалами.

5.3 Средства регулирования

Подробные сведения относительно значимых технологий сокращения выбросов приведены в примечаниях к BREF для производства чугуна и стали (<http://eirpcb.jrc.ec.europa.eu/reference/>). Сокращение выбросов SO₂ осуществляется удалением из топливного газа H₂S и других содержащих серу соединений.

5.4 Методы

5.4.1 Выбор метода

На рис. 5-1 представлена процедура выбора метода для оценки выбросов при сжигании в отраслях энергетической и перерабатывающей промышленности. Основная идея состоит в следующем:

- Если доступна подробная информация, необходимо ее использовать;
- Если категория источников является ключевой категорией, применяется Уровень 2 или лучший метод, кроме того собираются подробные входные данные. Дерево решений направляет пользователя в таких случаях к методу Уровня 2, так как предполагается, что легче получить необходимые входные данные для данного подхода, чем собрать данные уровня объекта для оценки Уровня 3.
- Альтернативный вариант для метода Уровня 3 при помощи детального моделирования процесса не включен в дерево решений. Однако подробное моделирование всегда выполняется на уровне объекта, при этом результаты моделирования можно увидеть в виде данных объекта дерева решений.

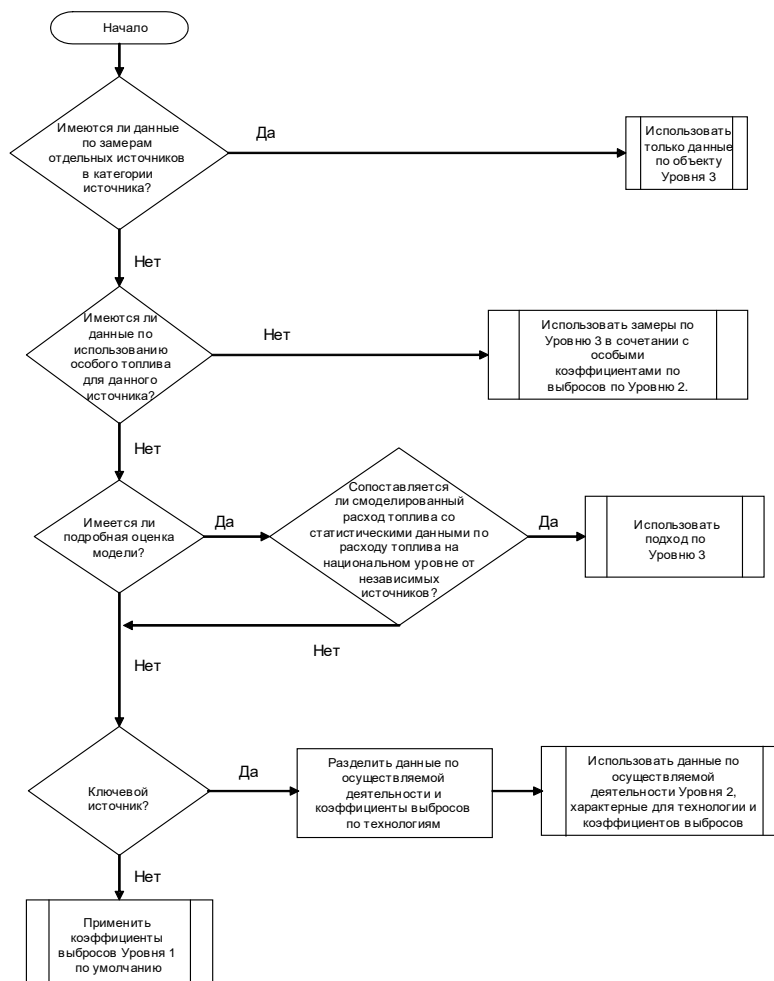


Рисунок 5-1. Дерево решений для сжигания при производстве твердого топлива**5.4.2 Подход по умолчанию Уровня 1****Алгоритм**

В подходе Уровня 1 для выбросов от сжигания используется общее уравнение:

$$E_{\text{загрязнитель}} = AR_{\text{потребление топлива}} \times EF_{\text{загрязнитель}} \quad (1)$$

где

$E_{\text{загрязнитель}}$ = ежегодные выбросы загрязняющего вещества

$EF_{\text{загрязнитель}}$ = коэффициент выброса загрязняющего вещества

$AR_{\text{потребление топлива}}$ = деятельность, характеризуемая потреблением угля при производстве кокса или железа

Это уравнение применяется на национальном уровне, используя ежегодное национальное потребление угля (детализированное по промышленным секторам). Информация по потреблению топлива, подходящая для оценки выбросов при использовании упрощенной методики, широко доступна из статистических ежегодников ООН или национальной статистики.

Коэффициенты выбросов Уровня 1 предполагают использование средней или типичной технологии и мер сокращения выбросов.

В тех случаях, когда учитываются определенные меры по сокращению выбросов, метод Уровня 1 применять нельзя, и тогда следует воспользоваться методом Уровня 2 или Уровня 3.

Коэффициенты выбросов по умолчанию

Коэффициенты выбросов, используемые в методе Уровня 1 по умолчанию для технологических выбросов и выбросов при сжигании, даны в табл. 5-1. Они были получены из коэффициентов выбросов, приведенных в руководстве US EPA. Эти коэффициенты основываются на применении угля, выраженного в терминах чистой энергоемкости. Коэффициенты включают выбросы от сжиганий и производственные выбросы от коксовых батарей, включая вытяжные трубы сжигания и подогреватели. Выбросы от томления, обезуглероживания, зарядки, утечек из дверей и крышек, утечек из отводящих труб, закалки и проталкивания включены в Главу 1.В.1.в Неорганизованные выбросы, образующиеся в процессе использования твердого топлива: преобразование твердого топлива. При отсутствии подробных данных по сравнительному использованию различных типов коксовых печей или способов сокращения выбросов, которые различны в разных странах, предложенные коэффициенты представляют собой среднее значение для всего диапазона используемых технологий при 95 % доверительном интервале выбросов в рассматриваемом секторе.

Таблица 5-1. Коэффициенты выбросов Уровня 1 для категории источника 1.А.1.с

Коэффициенты выбросов по умолчанию Уровня 1					
Категория источника	Код	Название			
НО	1.А.1.с	Производство твердого топлива и другие энергетические отрасли промышленности			
Топливо	Уголь				
Не применяется	ПХБ, ГХБ				
Не оценено	NH ₃ , чу				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO _x	21	г/ГДж	11.5	42	См. Примечание
CO	6	г/ГДж	3	12	См. Примечание
НМЛОС	0.8	г/ГДж	0.08	8.1	См. Примечание
SO _x	91	г/ГДж	60	120	См. Примечание
ОКВЧ	82	г/ГДж	40	160	См. Примечание
ТЧ10	79	г/ГДж	40	160	См. Примечание
ТЧ2.5	55	г/ГДж	28	110	См. Примечание
Pb	28	мг/ГДж	5.92	145	См. Примечание
Cd	1.6	мг/ГДж	0.32	9	См. Примечание
Hg	30	мг/ГДж	6	150	См. Примечание
As	11	мг/ГДж	2.2	55	См. Примечание
Cr	5.7	мг/ГДж	1.18	29.5	См. Примечание
Cu	25	мг/ГДж	5	125	См. Примечание
Ni	5.2	мг/ГДж	1.1	26	См. Примечание
Se	2.9	мг/ГДж	0.6	15	См. Примечание
Zn	46	мг/ГДж	9.4	235	См. Примечание
ПХДД/Ф	26	нг I-ТЕО/ГДж	5.2	130	См. Примечание
Бензо(а)пирен	0.29	мг/ГДж	0.066	1.65	См. Примечание
Бензо(б)флуорантен	0.003	мг/ГДж	0.0006	0.015	См. Примечание
Бензо(к)флуорантен	0.001	мг/ГДж	0.0002	0.005	См. Примечание
Индено(1,2,3-сд)пирен	0.001	мг/ГДж	0.0002	0.005	См. Примечание

Примечание:

Коэффициенты выбросов Уровня 1 рассчитываются как среднее значение коэффициентов выбросов уровня 2. Коэффициенты выбросов Уровня 2 преобразованы с помощью НТС 28,2 ГДж/Мг.

Основа коэффициентов выбросов ОКВЧ, ТЧ10 и ТЧ 2,5 не может быть определена в справочном документе.

Данные по виду деятельности Уровня 1

Информацию по использованию энергии, применимую для оценки выбросов с использованием более простой методологии оценки Уровня 1, можно получить в Национальных статистических службах (НСС) или в Международном энергетическом агентстве (МЭА).

Дальнейшие указания содержатся в Методических указаниях IPCC 2006 о составлении национальных инвентаризаций выбросов парниковых газов, Том 2, в Стационарных источниках сжигания по адресу www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf

Вид деятельности и коэффициент выброса следует определять на том же уровне группирования, зависящем от доступности данных. Статистику рассматриваемого вида

деятельности следует определить в рамках той или иной страны или региона, используя для этого подходящие статистические данные. Этот вид деятельности должен соответствовать потребляемой энергии рассматриваемых источников выброса (потребление переработанного или исходного топлива в [ГДж]).

5.4.3 Подход Уровня 2

Для Уровня 2 коэффициенты выбросов представлены в зависимости от использования угля двумя различными методами. Обратите внимание, что коэффициенты выбросов можно преобразовать в г/Мг кокса, получаемого превращением 1 285 кг угля в Мг кокса (из BREF, при изготовлении железа и стали этот диапазон составляет 1 220–1 350 кг угля для Мг кокса).

Коэффициенты включают выбросы от сжиганий и производственные выбросы от коксовых батарей, включая вытяжные трубы сжигания и подогреватели. Выбросы от томления, обезуглероживания, зарядки, утечек из дверей и крышек, утечек из отводящих труб, закалки и проталкивания включены в Главу 1.В.1.б Неорганизованные выбросы, образующиеся в процессе использования твердого топлива: преобразование твердого топлива.

Таблица 5-2. Коэффициенты выбросов Уровня 2 по умолчанию для категории источника 1.А.1.с, Производство кокса с утилизацией побочных продуктов

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
	Код	Название			
Категория источника НО	1.А.1.с	Производство твердого топлива и другие энергетические отрасли промышленности			
Топливо	Уголь				
ИНЗВ (если применимо)	0104	Установки по преобразованию твердого топлива			
Технологии/методики	Коксовая печь (с утилизацией побочных продукты)				
Региональные условия	не применимо				
Технологии снижения загрязнений	не применимо				
Не применяется	ПХБ, Hg				
Не оценено	NH ₃ , Hg				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO _x	820	г/Мг угля	530	1200	US EPA 2008, глава 12.2
CO	340	г/Мг угля	170	680	US EPA 2008, глава 12.2
НМЛОС	47	г/Мг угля	24	94	US EPA 2008, глава 12.2
SO _x	420	г/Мг угля	210	840	US EPA 2008, глава 12.2
ОКВЧ	1914	г/Мг угля	955	3830	US EPA 2008, глава 12.2
ТЧ10	1864	г/Мг угля	932	3728	US EPA 2008, глава 12.2
ТЧ2.5	1176	г/Мг угля	588	2352	US EPA 2008, глава 12.2
Чу	48	% от ТЧ2,5	5	95	Bond et al. (2004)
Pb	2.2	мг/Мг угля	1.1	4.4	US EPA 2008, глава 12.2
Cd	0.1	мг/Мг угля	0.05	0.2	US EPA 2008, глава 12.2
As	1.6	мг/Мг угля	0.8	3.2	US EPA 2008, глава 12.2
Cr	3.6	мг/Мг угля	1.8	7.2	US EPA 2008, глава 12.2
Cu	1.7	мг/Мг угля	0.85	3.4	US EPA 2008, глава 12.2
Ni	0.9	мг/Мг угля	0.45	1.8	US EPA 2008, глава 12.2
Se	1.8	мг/Мг угля	0.9	3.6	US EPA 2008, глава 12.2
Zn	7.6	мг/Мг угля	3.8	15.2	US EPA 2008, глава 12.2
ПХДД/Ф	738	нг I-TEQ/Мг угля	234	2335	UNEP 2005
Бензо(а)пирен	8.2	мг/Мг угля	1.64	41	US EPA 2008, глава 12.2

Бензо(в)флуорантен	0.1	мг/Мг угля	0.02	0.5	US EPA 2008, глава 12.2
Бензо(к)флуорантен	0.03	мг/Мг угля	0.006	0.15	US EPA 2008, глава 12.2
Индено(1,2,3-сд)пирен	0.02	мг/Мг угля	0.004	0.1	US EPA 2008, глава 12.2

Примечание: Основа коэффициентов выбросов ОКВЧ, ТЧ10 и ТЧ 2,5 не может быть определена в справочном документе (коэффициенты выбросов для фильтруемых и конденсируемых ТЧ представлены для ряда процессов, но не ясно, какие из них были включены в коэффициенты выбросов Уровня 2).

Таблица 5-3. Коэффициенты выбросов Уровня 2 по умолчанию для категории источника 1.А.1.с, Производство кокса без утилизации побочных продуктов

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
	Код	Название			
Категория источника	1.А.1.с	Производство твердого топлива и другие энергетические отрасли промышленности			
Топливо	Уголь				
ИНЗВ (если применимо)	0104	Установки по преобразованию твердого топлива			
Технологии/методики	Коксовая печь (без утилизации побочных продуктов)				
Региональные условия	не применимо				
Технологии снижения загрязнений	не применимо				
Не применяется	ПХБ, ГХБ				
Не оценено	НМЛОС, NH ₃ , Бензо(в)флуорантен, Бензо(к)флуорантен, Индено(1,2,3-сд)пирен				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO _x	360	г/Мг угля	250	590	US EPA 2008, глава 12.2
CO	25	г/Мг угля	12.5	50	US EPA 2008, глава 12.2
SO _x	4700	г/Мг угля	2350	9200	US EPA 2008, глава 12.2
ОКВЧ	2700	г/Мг угля	1350	5400	US EPA 2008, глава 12.2
ТЧ10	2618	г/Мг угля	1309	5236	US EPA 2008, глава 12.2
ТЧ2.5	1913	г/Мг угля	957	3826	US EPA 2008, глава 12.2
ЧУ	48	% от ТЧ2,5	5	95	Bond et al. (2004)
Pb	1600	мг/Мг угля	800	3200	US EPA 2008, глава 12.2
Cd	90	мг/Мг угля	45	180	US EPA 2008, глава 12.2
Hg	1700	мг/Мг угля	850	3400	US EPA 2008, глава 12.2
As	630	мг/Мг угля	315	1260	US EPA 2008, глава 12.2
Cr	320	мг/Мг угля	160	640	US EPA 2008, глава 12.2
Cu	1400	мг/Мг угля	700	2800	US EPA 2008, глава 12.2
Ni	290	мг/Мг угля	145	580	US EPA 2008, глава 12.2
Se	160	мг/Мг угля	80	320	US EPA 2008, глава 12.2
Zn	2600	мг/Мг угля	1300	5200	US EPA 2008, глава 12.2
ПХДД/Ф	738	нг I-TEQ/Мг угля	234	2335	UNEP 2005
Бензо(а)пирен	0.5	мг/Мг угля	0.1	2.5	US EPA 2008, глава 12.2

Примечание: Основа коэффициентов выбросов ОКВЧ, ТЧ10 и ТЧ 2,5 не может быть определена в справочном документе (коэффициенты выбросов для фильтруемых и конденсируемых ТЧ представлены для ряда процессов, но не ясно, какие из них были включены в коэффициенты выбросов Уровня 2).

5.4.4 Использование объектных данных Уровня 3

Алгоритм

В тех случаях, когда доступны достаточно качественные объектно-ориентированные данные по выбросам (см. гл.3, Сбор данных, в части А), рекомендуется этими данными воспользоваться. Существует две возможности:

- отчеты по производственному объекту охватывают все значимые процессы сжигания в стране;
- отчеты по выбросам, относящиеся к уровню производственного объекта, не доступны для всех значимых процессов сжигания в рассматриваемой стране.

Если доступны данные, относящиеся к уровню производственного объекта, охватывающие все виды деятельности в этой стране, то предполагаемые коэффициенты выбросов (опубликованные выбросы, поделенные на используемое страной топливо) необходимо сравнить с коэффициентами выбросов, принимаемых по умолчанию, или коэффициентами, относящимися к определенной технологии сжигания. Если подразумеваемые коэффициенты выбросов находятся вне 95 % доверительного интервала для заданных значений, то рекомендуется объяснить причины этого в отчете по составлению регистра выбросов.

В зависимости от конкретных национальных особенностей и широты охвата отчетов уровня объектного уровня по сравнению с общенациональным производством стали, выбирают коэффициент выбросов (EF) для данного уравнения, исходя из следующих возможностей в порядке уменьшения по предпочтению:

- коэффициенты технологических выбросов, основанные на знании типов технологий реализованных на заводах, на которых отчеты по выбросам на уровне завода отсутствуют;
- коэффициент подразумеваемых выбросов, который получен из имеющихся отчетов по выбросам:

$$EF = \frac{\sum_{\text{Объекты}} E_{\text{Объект, загрязнитель}}}{\sum_{\text{Объекты}} \text{Производство}_{\text{Объект}}} \quad (7)$$

- коэффициент выбросов уровня 1 по умолчанию. Данный вариант следует выбирать только в том случае, если отчеты по выбросам уровня завода охватывают более 90 % общенационального производства.

Уровень 3: Использование объектных данных

Многие установки для сжигания относятся к большим производственным объектам и данные по коэффициентам выбросов отдельных установок можно получить из Реестра выбросов и переносов загрязнителей (РВПЗ) или иных национальных форм отчетности по выбросам. Когда качество этих данных гарантируется хорошо разработанной системой обеспечения/контроля качества и отчеты по выбросам прошли проверку по независимой аудиторской схеме, то такие данные рекомендуется использовать. Если для полноты охвата всех видов деятельности в той или иной стране требуется экстраполяция, то можно воспользоваться предполагаемыми коэффициентами выбросов для производственных объектов, приведенных в отчете, или коэффициентами выбросов, которые были приведены выше (см. подраздел 0).

Данные по осуществляемой деятельности

Поскольку в РВПЗ обычно не содержатся данные по осуществляемой деятельности, такие данные в отношении выбросов объектного уровня, указанных в отчете, иногда сложно найти.

Возможным источником деятельности объектного уровня могут быть реестры торговли разрешениями на выбросы.

Во многих странах национальные бюро статистики собирают данные по производству на уровне объекта, но во многих случаях в конфиденциальном порядке. Однако в некоторых странах национальные бюро статистики являются частью национальной системы инвентаризации выбросов, и, при необходимости, в бюро статистики может быть выполнена экстраполяция, что гарантирует конфиденциальность данных о производстве.

6 Качество данных

6.1 Полнота

Нет особых разногласий, однако имеется разделение выбросов при сжигании от других выбросов, связанных с рассматриваемыми видами деятельности, что может потенциально привести к исключению выбросов.

6.2 Предотвращение двойного учета с другими секторами

Если можно разбить данные выбросы, это следует сделать. Однако необходимо принять меры для того, чтобы не было двойного учета выбросов (например, выбросы от сжигания и технологические выбросы).

6.3 Проверка достоверности

6.3.1 Коэффициенты выбросов при использовании наилучших доступных технологий (НДТ)

Таблица 6-1. Коэффициенты выбросов, предполагая использование НДТ, для категории источника 1.А.1.а

Загрязнитель	Тип топлива [1]	Новая или уже существующая установка [2]	Мощность котла или технологической установки, МВт	Стандартное содержание O ₂ % (об.), сухой воздух	Диапазон концентраций AEI, мг/м ³ при н. у. (0°C, 101,3 кПа), сухая среда при стандартном содержании O ₂		Коэффициент выбросов, г/ГДж (чистая тепловая мощность)	
					Низкий	Высокий	Низкий	Высокий
ОКВЧ	уголь	новая	50-100	6	5	20	1.8	7.2
	уголь	новая	100-300	6	5	20	1.8	7.2
	уголь	новая	> 300	6	5	20	1.8	7.2
	уголь	существующая	50-100	6	5	30	1.8	10.9
	уголь	существующая	100-300	6	5	30	1.8	10.9
	уголь	существующая	> 300	6	5	30	1.8	10.9
	древесина	новая	50-100	6	5	20	1.9	7.7
	древесина	новая	100-300	6	5	20	1.9	7.7
	древесина	новая	> 300	6	5	20	1.9	7.7
	древесина	существующая	50-100	6	5	20	1.9	7.7
	древесина	существующая	100-300	6	5	20	1.9	7.7
	древесина	существующая	> 300	6	5	20	1.9	7.7
нефть	новая	50-100	3	5	20	1.4	5.7	
	новая	100-300	3	5	20	1.4	5.7	
	новая	> 300	3	5	10	1.4	2.8	
	существующая	50-100	3	5	30	1.4	8.5	
	существующая	100-300	3	5	25	1.4	7.1	
	существующая	> 300	3	5	20	1.4	5.7	
газ	новая	GT	15	5		4.3		
	существующая	GT	15	5		4.3		

1.А.1 Энергетические отрасли промышленности

Загрязнитель	Тип топлива [1]	Новая или уже существующая установка [2]	Мощность котла или технологической установки, МВт	Стандартное содержание O ₂ % (об.), сухой воздух	Диапазон концентраций АЕЛ, мг/м ³ при н. у. (0°С, 101,3 кПа), сухая среда при стандартном содержании O ₂		Коэффициент выбросов, г/ГДж (чистая тепловая мощность)		
					Низкий	Высокий	Низкий	Высокий	
NOx	уголь	новая	50-100	6	90	300	32.6	108.7	
	уголь	новая	100-300	6	90	200	32.6	72.5	
	уголь	новая	> 300	6	50	150	18.1	54.3	
	уголь	существующая	50-100	6	90	300	32.6	108.7	
	уголь	существующая	100-300	6	90	200	32.6	72.5	
	уголь	существующая	> 300	6	50	200	18.1	72.5	
	древесина	новая	50-100	6	150	250	57.9	96.4	
	древесина	новая	100-300	6	150	200	57.9	77.1	
	древесина	новая	> 300	6	50	150	19.3	57.9	
	древесина	существующая	50-100	6	150	300	57.9	115.7	
	древесина	существующая	100-300	6	150	250	57.9	96.4	
	древесина	существующая	> 300	6	50	200	19.3	77.1	
	нефть	новая	50-100	3	150	300	42.4	84.9	
	нефть	новая	100-300	3	50	150	14.1	42.4	
	нефть	новая	> 300	3	50	100	14.1	28.3	
	нефть	существующая	50-100	3	150	450	42.4	127.3	
	нефть	существующая	100-300	3	50	200	14.1	56.6	
	нефть	существующая	> 300	3	50	150	14.1	42.4	
	газ	новая	> 50	3	50	100	14.2	28.3	
	газ	существующая	> 50	3	50	100	14.2	28.3	
	газ	новая	газовая турбина		15	20	50	17.2	43.0
газ	существующая	газовая турбина		15	20	90	17.2	77.3	
газ	новая	газовый двигатель		15	20	75	17.2	64.4	
газ	существующая	газовый двигатель		15	20	100	17.2	85.9	
SO ₂	уголь	новая	50-100	6	150	400	54.3	144.9	
	уголь	новая	100-300	6	100	200	36.2	72.5	
	уголь	новая	> 300	6	20	200	7.2	72.5	
	уголь	существующая	50-100	6	150	400	54.3	144.9	
	уголь	существующая	100-300	6	100	250	36.2	90.6	
	уголь	существующая	> 300	6	20	200	7.2	72.5	
	древесина	новая	50-100	6	200	300	77.1	115.7	
	древесина	новая	100-300	6	150	300	57.9	115.7	
	древесина	новая	> 300	6	50	200	19.3	77.1	
	древесина	существующая	50-100	6	200	300	77.1	115.7	
	древесина	существующая	100-300	6	150	300	57.9	115.7	
	древесина	существующая	> 300	6	50	200	19.3	77.1	
	нефть	новая	50-100	3	100	350	28.3	99.0	
	нефть	новая	100-300	3	100	200	28.3	56.6	
	нефть	новая	> 300	3	50	150	14.1	42.4	
	нефть	существующая	50-100	3	100	350	28.3	99.0	
	нефть	существующая	100-300	3	100	250	28.3	70.7	
	нефть	существующая	> 300	3	50	200	14.1	56.6	
	газ	новая	газовая турбина		15	10		8.6	
	газ	существующая	газовая турбина		15	10		8.6	

Примечание:

1. НДТ – АЕЛ (усовершенствованные уровни выбросов) основаны на измерениях фильтруемых ТЧ.
2. Топливо представлено только по классификации основных видов; предельные значения могут быть только для 'твердого топлива', а не для угля или древесины. Предельные

значения для газообразного топлива относятся только к природному газу и не могут применяться к генераторному топливу.

3. Новые и уже существующие установки разграничены согласно IED (2010)..

В BREF для перерабатывающих предприятий приводятся несколько более широкие взгляды на НДТ для выбросов при переработке. В табл. 6-2 содержится краткое изложение представленной там информации. Обратите внимание, что в отсутствие подробных сведений о потреблении газообразного топлива коэффициенты выбросов обычно получают из концентраций в выбросах, предполагая использование природного газа. Выбросы НДТ для процессов получения, переработки и использования энергии здесь не представлены.

Таблица 6-2. Коэффициенты выбросов при использовании НДТ для переработки топлива

Технологическая установка	Загрязнитель	Период усреднения	Стандартное содержание O ₂ , % об. сухой воздух	Диапазон концентраций AEL, мг/м ³ при н.у. (0°C, 101,3 кПа) сухая среда при стандартном содержании O ₂		Коэффициент выброса, г/(ГДж) (чистая тепловая мощность)	
				Низкий	Высокий	Низкий	Высокий
Весь цикл	SO ₂	сутки	3	60	850	17	241
Переработка		месяц	3	100	1200	28	340
		год	3	1000	1400	283	396
	NO _x	сутки	3	70	200	20	57
		месяц	3	100	450	28	127
		год	3	200	500	57	142
Каталитическая крекинг-установка							
Котел для CO	CO	-	3	50	100	14	28
	NO _x	-	3	100	500	28	142
Без котла для CO	CO	-	3	50	100	14	28
(регулирование O ₂)	NO _x	-	3	300	600	85	170
SCR/SNCR	NO _x	-	3	40	150	11	43
	OKBЧ	-	3	10	50	3	14
FGD/(низкое S)	SO ₂	-	3	10	350	3	99

В документации по НДТ для коксовых печей указывается, что применение десульфурованного коксового газа и технологий сжигания с низким выделением NO_x представляет НДТ на новой или современной установке. Указанные уровни содержания H₂S в 500–1 000 мг/м³ в топливе соответствуют уровням после десульфуризации. Однако необходима дополнительная информация для расчета коэффициента выбросов; оценочный диапазон коэффициентов для SO₂ в 60–120 г/ГДж был рассчитан в предположении теплоты сгорания в 16,2 МДж/м³[DUKES, 2007].

Оценочные коэффициенты выбросов НДТ (предполагая природный газ как топливо) для NO_x составляют 140–220 г/ГДж.

6.3.2 Содержание серы в топливе

Для технологических процессов, не использующих мер по сокращению выбросов SO₂, содержание серы в топливе дает возможность рассчитать коэффициент выбросов SO₂.

$$EF_{SO_2} = \frac{[S] \times 20.000}{CV}$$

где:

EF_{SO₂} – коэффициент выброса SO₂, г/ГДж

[S] – удельное содержание серы (весовое)

CV – низшая теплота сгорания, ГДж/т

2 является соотношением относительной молекулярной массы SO₂ и серы

Это уравнение можно расширить с целью включения коэффициента содержания SO₂ в золе.

Жидкое топливо в ЕС зависит от предельно допустимого содержания серы (ЕС SCOLF, 1999/2005), как показано в Таблице 6-3. Коэффициенты выбросов SO₂ в Таблице 6-3 были рассчитаны исходя из 100%-го преобразования серы в топливе и с применением чистой теплотворной способности нефтяного топлива по нормативам Великобритании (DUKES, 2007).

Таблица 6-3. Коэффициенты выбросов серы, полученные из предельных содержаний серы в топливе

Дизельное топливо	Дата введения	Максимальное содержание серы	Коэффициент выброса SO ₂ , г/ГДж	Комментарий
Тяжелое дизельное топливо	1.1.2003	1 %	485	Предполагает низшую CV топлива, равную 41,2 ГДж/т ¹
Газойл	До 1.1.2008	0,2 %	92	Предполагает низшую CV топлива, равную 43,4 ГДж/т ¹
	После 1.1.2008	0,1 %	46	

6.3.3 Коэффициенты выбросов от других источников

Директива по промышленным выбросам, Гетеборгский протокол, Руководство USEPA по коэффициентам выбросов и руководство по оценке коэффициентов выбросов в зависимости от сектора (Euroelectric и Copcawe) предоставляют дополнительные источники для оценки применимости коэффициентов по умолчанию, которые также можно получить из других источников для их включения в отчет по национальной инвентаризации.

Примеры коэффициентов, полученных из ELV, приведенных в LCPD, а также из Гетеборгского протокола, приведены в приложении D. Коэффициенты выбросов из USEPA можно найти на сайте www.epa.gov/ttn/chief/ap42 . .

6.3.4 Получение коэффициентов выбросов из концентраций в выбросе вредных веществ, получаемых в процессе сжигания

Метод получения коэффициентов выброса из концентраций (например, из отчетов по измерениям и предельно допустимых значений выбросов) приведен в приложении E.

6.4 Разработка согласованного временного ряда и повторный расчет

Выпуск выбросов, не содержащих CO₂, в результате сжигания топлива меняется со временем, так как оборудование и устройства модернизируются, или производится замена на менее загрязняющую энергетическую технологию. Сочетание используемой технологии с каждым видом топлива будет меняться со временем, и это имеет значение для выбора коэффициента выбросов. Возможно, что это имеет большое значение для коэффициентов совокупных выбросов Уровня 1 и Уровня 2. Со временем оценки выбросов по Уровню 1 становятся менее значимыми.

Для Уровня 3, на котором используются объектные данные, может поучиться так, что разный выбор данных объектного уровня указан в разных годах. Это может привести к несогласованности временных рядов. Более того, обычно доступны только данные РВПЗ для

конкретных годов. Можно произвести сращивание подобных недавно опубликованных данных из Европейского реестра выбросов и переносов загрязнителей (EPRTTR)/Европейского реестра выбросов загрязнителей (EPER) с архивными данными для того, чтобы добиться согласованности временных рядов. Распределение можно использовать как для данных по осуществляемой деятельности, так и для коэффициентов выброса, характерных для страны.

Неожиданные несоответствия во временном ряду могут произойти, когда конкретные химические заводы вводятся в действие или закрыты в конкретный год. Если такое происходит, следует дать четкие указания в архиве инвентаризации.

6.5 Оценка неопределенности

6.5.1 Неопределенность в коэффициентах выбросов

Подобные неопределенности частично обусловлены тем, как были получены и применялись коэффициенты выбросов. Статистические неопределенности складываются из: расхождений между установками, в пределах установки (эксплуатационные), а также неопределенностей, связанных с используемой методикой измерений и объединением данных.

Технологические измерения, из которых получают коэффициенты выбросов на уровне отдельного производственного объекта, подвержены влияниям как систематическим, так и случайным ошибкам в определении массовой концентрации, массового выброса, распределения по размерам и ошибок, допущенных при анализе.

Кроме того, коэффициенты выбросов могут быть смещены, что обусловлено сделанными предположениями относительно используемых мер по сокращению выбросов на 'типичных' промышленных установках. Например, коэффициенты выбросов 'устарели', т.е. коэффициенты, широко используемые в Руководстве и, как следствие, многими странами в своих национальных регистрах по умолчанию, стали неактуальными. Недавно выполненные измерения позволяют сделать предположение, что они могут переоценивать выбросы от технологических установок, которые соответствуют современным промышленным нормативам по выбросам. При этом для более старых заводов, небольших предприятий или для низких сортов топлива они все еще вполне репрезентативны.

6.5.2 Неопределенности в данных по осуществляемой деятельности

Неопределенности для используемого в рассматриваемой стране топлива и в производственной статистике иногда бывает сложно установить; процедуры же отчетности были введены в действие уже много лет назад. Недавние разработки в области торговли разрешениями на выброс загрязняющих веществ обеспечивают 'развивающуюся' и проверенную альтернативу национальной статистике в некоторых секторах.

Неопределенность в отношении данных, на основании которых выполняется распределение видов деятельности по секторам, может быть достаточно высокой, поскольку подобные данные собираются нечасто или основываются на допущениях, адекватность которых может существенно меняться со временем.

Лицо, занимающееся составлением инвентаризации, должно иметь представление о том, как именно были получены данные по распределению видов деятельности по секторам.

6.6 Обеспечение/контроль качества инвентаризации ОК/КК

Выбросы при сжигании топлива в значительной степени связаны с производством электроэнергии. Рекомендуется проверять согласованность данных производства электроэнергии с данными, приведенными в отчетах по использованию топлива.

6.7 Картирование

Производственные объекты категории 1.А.1 следует рассматривать как точечные источники выбросов, если доступны данные, относящиеся к отдельным установкам. В противном случае

выбросы в национальном масштабе следует распределить на основе статистики по мощности заводов, количеству рабочих или жителей.

6.8 Отчетность и документация

Какая-то специфика отсутствует.

7 Глоссарий

Термин	Определение
Котел	Любой технический аппарат, в котором происходит окисление топлива с целью производства пара.
Технологический нагреватель или печь	Любой технический аппарат, в котором происходит окисление топлива для производства тепла, необходимого для технологических целей.
Коксующийся уголь (номенклатура для загрязнения воздуха топливом (NAPFUE) 101)	Подкатегория твердого угля, качество которого позволяет производство кокса, который подходит для доменной печи (Meijer, 1995).
Теплоэлектростанция	Одновременное производство электричества и пара (или технологического нагрева).
Газовая турбина с комбинированным циклом (CCGT)	Газовая турбина совместно с паровой турбиной. Котел также можно заполнять топливом отдельно.
Каменный уголь	Относится к углю с высшей теплотой сгорания превышающей 23865 кДж/кг, с влажной беззольной массой и со средней величиной диффузной отражающей способностью ⁽²⁾ витринита не менее 0,6. Каменный уголь включает в себя такие подкатегории как коксующийся уголь и паровичный уголь ⁽³⁾ [Meijer, 1995].
Газовая турбина с комбинированной внутрицикловой схемой газификации угля (IGCC)	Газовая турбина, питающаяся газом, который является продуктом процесса газификации угля.
Лигнит (NAPFUE 105)	Некоксующийся уголь с высшей теплотой сгорания менее 17 435 кДж/кг с содержанием более 31 % летучих материалов и сухой беззольной массой.
Силовая установка	Установка или производственный объект для производства электричества.
Стационарные двигатели	Двигатели с искровым зажиганием или воспламенением от сжатия (2- и 4-тактные).
Паровичный уголь (NAPFUE 102)	Уголь подкатегории антрацита, используемый для производства пара и отопления помещений. Подкатегория паровичного угля включает в себя антрацит и битуминозный уголь, которые не вошли в категорию коксующихся углей (Meijer, 1995).
Полубитуминозный уголь (NAPFUE 103)	Некоксующийся уголь с высшей теплотой сгорания в диапазоне 17 435 - 23 865 кДж/кг с содержанием более 31 % летучих материалов с сухой беззольной массой (Meijer, 1995).

⁽²⁾ Средняя диффузная отражательная способность: характеристическая величина, которая относится к определенному составу угля (модульным компонентом является, например, витринит).

⁽³⁾ Следующие коды классификации охватывают уголь, который подошел бы к этим подкатегориям (Meijer, 1995)

Международные коды классификации (UN, Geneva, 1995) 323, 333, 334, 423, 433, 435, 523, 533, 534, 535, 623, 633, 634, 635, 723, 733, 823

Классификация США II класс, 2 группа 'средние битуминозные летучие'

Британская классификация Класс 202, 203, 204, 301, 302, 400, 500, 600

Польская классификация Класс 33, 34, 35.1, 35.2, 36, 37

Австралийская классификация Класс 4А, 4В, 5.

8 Список использованной литературы

API, Air toxics emission factors for combustion sources using petroleum based fuels, Volume 1: Development of emission factors using API/WSPA approach, No 348, Washington DC: American Petroleum Institute, 1.8.1998.

API, Comparison of API and EPA toxic air pollutant emission factors for combustion sources, No 4720, Washington DC: American Petroleum Institute, 1.9.2002.

Bailey, R.E., 2001: Global hexachlorobenzene emissions. *Chemosphere*, Volume 43, Issue 2, April 2001, Pages 167–182.

Bond, T.C., Streets, D.G., Yarber, K.F., Nelson, S.M., Woo, J-H & Klimont, Z., 2004: A Technology-based 10 Global Inventory of Black and Organic Carbon Emissions from Combustion. *Journal of Geophysical Research* 11 109, D14203, doi:10.1029/2003JD003697.

Bond, T.C., Wehner, B., Plewka, A., Wiedensohler, A., Heintzenberg, J. & Charlson, R.J., 2006: Climate-relevant properties of primary particulate emissions from oil and natural gas combustion. *Atmospheric Environment* 40 (2006) 3574–3587.

BUWAL 2001: Massnahmen zur Reduktion der PM₁₀-Emissionen. *Umwelt-Materialien* Nr. 136, Luft. Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft (BUWAL), Bern (in German).

Chow, J.C., Watson, J.G., Kuhns, H.D., Etyemezian, V., Lowenthal, D.H., Crow, D.J., Kohl, S.D., Engelbrecht, J.P. & Green, M.C., 2004: Source profiles for industrial, mobile, and area sources in the Big Bend Regional Aerosol Visibility and Observational (BRAVO) Study. *Chemosphere* 54 (2), 185-208.

CITEPA, CORINAIR Inventory-Default Emission Factors Handbook (second edition); CEC-DG XI (ed.), 1992.

Concawe, 2015, Air pollutant emission estimation methods for E-PRTR reporting by refineries, 2015 edition, CONCAWE Report 03/15, 2015, available at https://www.concawe.eu/uploads/Modules/Publications/rpt_15-3.pdf

CORINAIR, 1990, CORINAIR 90 Emission Inventory (Proposals) — working paper for the 19–20 September 1991 meeting — Annex 4: Definition of Large Point Sources.

Dayton, D.P. & Bursey, J.T., 2001: Source sampling fine particulate matter: Wood-fired industrial boiler. Report No. EPA-600/R-01-106. U.S. Environmental Protection Agency, Research Triangle Park, NC.

Diehl, T., Heil, A., Chin, M., Pan, X., Streets, D., Schultz, M., and Kinne, S., 2012: Anthropogenic, biomass burning, and volcanic emissions of black carbon, organic carbon, and SO₂ from 1980 to 2010 for hindcast model experiments, *Atmos. Chem. Phys. Discuss.*, 12, 24895-24954.

DUKES 2007, Digest of UK Energy Statistics 2007, published by BERR and available here http://stats.berr.gov.uk/energystats/dukesa_1-a_3.xls

EC SCOLF 1999/2005, Sulphur Content of Liquid Fuels Directive and 2005 Marine oil amendment.

EC-IED, 2010, Directive 2010/75/EU on industrial emissions (integrated pollution prevention and control)

EC-LCPD, 2001, Directive 2001/80/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2001 on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants.

EIPPCB, 2013, BAT Reference Document for Iron and Steel Production, EC-IED, 2010/75/EU European IPPC Bureau, available at <http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/>.

EIPPCB, 2015, Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Refining of Mineral Oil and Gas, European Commission Joint Research Centre, Institute for Prospective Technological Studies, European IPPC Bureau, 2015, available at <http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/>

EIPPCB, 2006, IPPC BAT Reference Document for Large Combustion Plant, European IPPC Bureau, 2006, available at <http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/>

Engelbrecht, J.P., Swanepoel, L., Chow, J.C., Watson, J.G. & Egami, R.T., 2002: The comparison of source contributions from residential coal and low-smoke fuels, using CMB modeling, in South Africa. *Environmental Science and Policy* 5 (2), 157–167.

England, G.C., Wien, S., McGrath, T. & Hernandez, D., 2004: Development of Fine Particulate Emission Factors and Speciation Profiles for Oil and Gas Fired Combustion Systems. Topical Report: Test Results for a Combined Cycle Power Plant with Oxidation Catalyst and SCR at Site Echo; Prepared for the U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory: Pittsburgh, PA; the Gas Research Institute: Des Plains, IL; and the American Petroleum Institute: Washington, DC, 2004.

Eurelectric, 2008, European Wide Sector Specific Calculation Method for Reporting to the European Pollutant Release and Transfer Register, VGB / EURELECTRIC Recommendations, VGB European Working Group 'E-PRTR' January 2008, Ref: 2008-030-0105 (Confidential report).

Fisher, G.L., Chrisp, C.E. & Hayes, T.L., 1979: Carbonaceous particles in coal fly ash. In: Proceedings, Carbonaceous Particles in the Atmosphere. March 20–22, 1978. Lawrence Berkeley Laboratory, University of California.

Griest, W.H. & Tomkins, B.A., 1984: Carbonaceous particles in coal combustion stack ash and their interaction with polycyclic aromatic hydrocarbons. *Science of the Total Environment* 36, 209–214.

Grochowalski, A. & Koniecznyński, J., 2008: PCDDs/PCDFs, dl-PCBs and HCB in the flue gas from coal fired CFB boilers. *Chemosphere* 73 (2008) 97–103.

Guidebook (2006), EMEP/CORINAIR Emission Inventory Guidebook, version 4 (2006 edition), published by the European Environmental Agency, Technical report No 11/2006, available via <http://reports.eea.europa.eu/EMEP/CORINAIR4/en/page002.html>

Henry, W.M. & Knapp, K.T., 1980: Compound forms of fossil fuel fly ash emissions. *Environmental Science and Technology* 14 (4), 450–456.

Hernandez, D., Nguyen, Q. & England, G.C., 2004: Development of Fine Particulate Emission Factors and Speciation Profiles for Oil and Gas Fired Combustion Systems. Topical Report: Test Results for a Diesel-Fired Compression Ignition Reciprocating Engine with a Diesel Particulate Filter at Site Foxtrot; Prepared for the U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory: Pittsburgh, PA; the Gas Research Institute: Des Plains, IL; and the American Petroleum Institute: Washington, DC, 2004.

Hildemann, L.M., Markowski, G.R. & Cass, G.R., 1991: Chemical Composition of Emissions from Urban Sources of Fine Organic Aerosol. *Environmental Science & Technology* 25(4), 744-759.

IPCC, 2006, UN IPCC Guidelines for national greenhouse gas inventories, available at www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf

Kupiainen, K. and Klimont, Z., 2007, Primary emissions of fine carbonaceous particles in Europe. *Atmospheric Environment* 41 (10), 2156–2170

Meijer, Jeroen, Personal communication, IEA (International Energy Agency), Fax of 24.4.1995.

Nielsen, M., Nielsen, O.-K. & Thomsen, M. 2010: Emissions from decentralised CHP plants 2007 - Energinet.dk Environmental project no. 07/1882. Project report 5 - Emission factors and emission inventory for decentralised CHP production. National Environmental Research Institute, Aarhus University. 113 pp. – NERI Technical report No. 786. <http://www.dmu.dk/Pub/FR786.pdf>.

Nielsen, M., Nielsen, O.-K. & Hoffmann, L., 2012: Improved inventory for heavy metal emissions from stationary combustion plants – 1990-2009 (in prep.).

Olmez, I., Sheffield, A.E., Gordon, G.E., Houck, J.E., Pritchett, L.C., Cooper, J.A., Dzubay T.G. & Bennett, R.L., 1988: Compositions of Particles from Selected Sources in Philadelphia for Receptor Modeling Applications. *JAPCA* 38:1392-1402 (1988).

Pulles, T., van der Gon, H.D., Appelman, W. & Verheul, M. (2012): Emission factors for heavy metals from diesel and petrol used in European vehicles. *Atmospheric Environment* 61 (2012) 641-651

Rentz et al, 1993, Rentz, O.; Holtmann, T.; Oertel, D.; Röhl, C. et al, Konzeption zur Minderung der VOC-Emissionen in Baden-Württemberg, Umweltministerium Baden-Württemberg (ed.), Heft 21; Karlsruhe (Germany), 1993.

Rubenstein, G. 2003, Gas turbine PM emissions — Update. Sierra Research, June 2003 Paper to ASME/IGTI Turbo-Expo, Atlanta 2003.

Stobbelaar, G., Reduction of Atmospheric Emissions under the terms of the North Sea Action Programme, Report Lucht 102, Ministry of Housing, Physical Planning and Environment, The Netherlands, 1992.

Theloke, J, Kummer U, Nitter S, Gefler T, and Friedrich R, Überarbeitung der Schwermetallkapitel im CORINAIR Guidebook zur Verbesserung der Emissionsinventare und der Berichterstattung im Rahmen der Genfer Luftreinhaltekonvention, Report for Umweltbundesamt, April 2008.

TNO. Technical Paper to the OSPARCOM-HELCOM-UNECE Emission Inventory (1995). TNO-report, TNO-MEP-R95/247

Umweltbundesamt, Germany, 1980, Umwelt- und Gesundheitskriterien für Quecksilber, UBA-Berichte 5/80, Berlin 1980

UNEP 2005, Standardised toolkit for identification and quantification of dioxin and furan releases, Edition 2.1, UNEP Chemicals, Geneva, December 2005.

USEPA AP-42 (and USEPA various dates), US-EPA (ed.), Compilation of Air Pollutant Emission Factors; Stationary Point and Area Sources, Fifth Edition, available at www.epa.gov/ttn/chief/ap42/

US-EPA (ed.), Criteria Pollutant Emission Factors for the NAPAP Emission Inventory, EPA/600/7-87/015; 1987.

US EPA, 2011. SPECIATE database version 4.3, U.S. Environmental Protection Agency's (EPA). Available at: <http://cfpub.epa.gov/si/speciate/>

van der Most, P.F.J.; Veldt, C., Emission Factors Manual PARCOM-ATMOS, Emission factors for air pollutants 1992, Final version; TNO and Ministry of Housing, Physical Planning and the Environment,

Air and Energy Directorate Ministry of Transport and Water Management, The Netherlands, Reference No 92-235, 1992.

Visschedijk, A.J.H., J. Pacyna, T. Pulles, P. Zandveld and H. Denier van der Gon, 2004, Coordinated European Particulate Matter Emission Inventory Program (CEPMEIP), P. Dilara et. Al (eds.), Proceedings of the PM emission inventories scientific workshop, Lago Maggiore, Italy, 18 October 2004, EUR 21302 EN, JRC, pp. 163-174.

Wenborn, M.J., Coleman, P.J., Passant, N.R., Lymberidi, E., Sully J. & Weir R.A., 1999: Speciated PAH inventory for the UK. AEAT-3512/REMC/20459131/ISSUE 1

Wien, S., England, G. & Chang, M., 2004a: Development of Fine Particulate Emission Factors and Speciation Profiles for Oil and Gas Fired Combustion Systems. Topical Report: Test Results for a Dual Fuel-Fired Commercial Boiler at Site Delta; Prepared for the U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory: Pittsburgh, PA; the Gas Research Institute: Des Plains, IL; and the American Petroleum Institute: Washington, DC, 2004.

Wien, S., England, G. & Chang, M., 2004b: Development of Fine Particulate Emission Factors and Speciation Profiles for Oil and Gas Fired Combustion Systems. Topical Report: Test Results for a Combined Cycle Power Plant with Supplementary Firing, Oxidation Catalyst and SCR at Site Bravo; Prepared for the U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory: Pittsburgh, PA; the Gas Research Institute: Des Plains, IL; and the American Petroleum Institute: Washington, DC, 2004.

Wien, S., England, G., Chang, M., 2004c: Development of Fine Particulate Emission Factors and Speciation Profiles for Oil and Gas Fired Combustion Systems. Topical Report: Test Results for a Gas-Fired Process Heater with Selective Catalytic Reduction (Site Charlie); Prepared for the U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory: Pittsburgh, PA; the Gas Research Institute: Des Plains, IL; and the American Petroleum Institute: Washington, DC, 2004.

9 Наведение справок

Все вопросы по данной главе следует направлять соответствующему руководителю (руководителям) экспертной группы по сжиганию и промышленности, работающей в рамках Целевой группы по инвентаризации и прогнозу выбросов. О том, как связаться с сопредседателями ЦГИПВ вы можете узнать на официальном сайте ЦГИПВ в Интернете (www.tfeip-secretariat.org/).

Приложение А. Сводка по установкам для сжигания и кодам НО

Таблица А1: Установки для сжигания и коды сектора

Код НО	Установки для сжигания, рассматриваемые как точечные или площадные источники		Тепловая мощность [МВт]	Коммунальные электро- и теплоэлектростанции	Центральное теплоснабжение	Промышленные котельные и специальный сектор	Котельные в торговых и административных зданиях	Котельные в жилых домах	Сельское, лесное хозяйство и рыболовство	Газовые турбины	Стационарные двигатели
	Коды	КОД НОМЕНКЛАТУРЫ ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ									
1.A.1.a	01 01 01	101.01	≥ 300	x							
1.A.1.a	01 02 01	101.01			x						
1.A.1.b	01 03 01	101.01					x				
1.A.1.c	01 04 01	101.01					x				
1.A.1.c	01 05 01	101.01					x				
1.A.4.a	02 01 01	101.01						x			
1.A.2.a-f	03 01 01	101.01					x				
1.A.1.a	01 01 02	101.02	≥ 50 И < 300	x							
1.A.1.a	01 02 02	101.02			x						
1.A.1.b	01 03 02	101.02					x				
1.A.1.c	01 04 02	101.02					x				
1.A.1.c	01 05 02	101.02					x				
1.A.4.a	02 01 02	101.02						x			
1.A.4.b.i	02 02 01	101.02							x		
1.A.4.c.i	02 03 01	101.02								x	
1.A.2.a-f	03 01 02	101.02				x					
1.A.1.a	01 01 03	101.03	< 50	x							
1.A.1.a	01 02 03	101.03			x						
1.A.1.b	01 03 03	101.03					x				
1.A.1.c	01 04 03	101.03					x				
1.A.1.c	01 05 03	101.03					x				
1.A.4.a	02 01 03	101.03						x			
1.A.4.b.i	02 02 02	101.03							x		
1.A.4.c.i	02 03 02	101.03								x	
1.A.2.a-f	03 01 03	101.03					x				
1.A.1.a	01 01 04	101.04	не значит.							x	
1.A.1.a	01 02 04	101.04									x
1.A.1.b	01 03 04	101.04									x
1.A.1.c	01 04 04	101.04									x
1.A.1.c	01 05 04	101.04									x
1.A.4.a	02 01 04	101.04									x
1.A.4.b.i	02 02 03	101.04									x
1.A.4.c.i	02 03 03	101.04									x
1.A.2.a-f	03 01 04	101.04									x
1.A.1.a	01 01 05	101.05									x
1.A.1.a	01 02 05	101.05									x
1.A.1.b	01 03 05	101.05									x

Установки для сжигания, рассматриваемые как точечные или площадные источники											
Код	Коды	КОД									
НО	ИНЗВ97	НОМЕНКЛАТУРЫ ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ	Тепловая мощность [МВт]	Коммунальные электро- и теплоэлектростанции	Центральное теплоснабжение	Промышленные котельные и специальный сектор	Котельные в торговых и административных зданиях	Котельные в жилых домах	Сельское, лесное хозяйство и рыболовство	Газовые турбины	Стационарные двигатели
1.А.1.с	01 04 05	101.05	не								х
1.А.1.с	01 05 05	101.05	значит.								х
1.А.4.а	02 01 05	101.05									х
1.А.4.б.и	02 02 04	101.05									х
1.А.4.с.и	02 03 04	101.05									х
1.А.2.а-ф	03 01 05	101.05									х

Примечание:

х = указывает на значимую комбинацию.

Приложение В. Дополнительная информация по выбросам и средствам их сокращения

Дополнительная информация взята из Руководства 2006 (глава В111), которая может быть полезна при оценке выбросов и средств их сокращения. Обратите внимание, что в BREF по крупным установкам по сжиганию приведен последний обзор по выбросам и технологиям их сокращения.

Выбросы

Выбросы выходят через трубу. Неорганизованными выбросами (через прокладки и т.п.) для установок для сжигания можно пренебречь.

Выбросы окислов серы (SO_x) имеют непосредственное отношение к содержанию серы в топливе, которое для угля варьируется в диапазоне 0,3 – 1,2 % (по массе) (вплоть до максимального значения 4,5 % по массе), а для дизельного топлива (включая тяжелое дизельное топливо) – 0,3 – 3,0 % (по массе).

Сера встречается в угле в виде серного колчедана (FeS_2), органического сернистого соединения, соли серы и элементарной серы. Основная часть серы в угле обусловлена серным колчеданом и органическим серным соединением; обе эти разновидности ответственны за образование SO_x .

Для окиси азота (NO вместе с NO_2 обычно обозначаются окислами азота, NO_x) существует три различных механизма образования:

образование 'топливного NO ' из преобразования химически связанного азота в топливе ($NO_{\text{топл}}$);

образование 'термического NO ' из связывания атмосферного азота, поступающего при сжигании воздуха ($NO_{\text{терм}}$);

образование 'мгновенного NO '.

В рассматриваемом температурном диапазоне (вплоть до 1700 °С) образованием 'мгновенного NO ' можно пренебречь. Основная часть выбросов NO_x от сжигания угля (80 - 90 %) образуется из топливного азота. В зависимости от температур горения, доля образования термических NO_x обычно ниже 20 %. Содержание азота в твердом топливе варьируется:

- для твердого угля в диапазоне 0,2 – 3,5 % (по массе);
- для лигнита в диапазоне 0,4 – 2,5 % (по массе);
- для кокса в диапазоне 0,6 – 1,55 % (по массе);
- для торфа в диапазоне 0,7 – 3,4 % (по массе);
- для древесины в диапазоне 0,1 – 0,3 % (по массе);
- для мусора в диапазоне 0,3 – 1,4 % (по массе).

Содержание азота в жидком топливе варьируется: для тяжелого дизельного топлива в диапазоне 0,1 – 0,8 % (по массе), а для нефтяного топлива в диапазоне 0,005 – 0,07 % (по массе). В природном газе не содержится органически связанного азота. Содержание молекулярного азота в природном газе не влияет на образование топливного NO ; образуется только термический NO .

Выбросы неметановых летучих органических соединений (НМЛОС), например, олефинов, кетонов, альдегидов появляются в результате неполного сжигания. Кроме того, могут выбрасываться непрореагировавшие топливные компоненты, такие как метан (CH_4). Выбросы НМЛОС и CH_4 из котлов, которые часто приводятся совместно как ЛОС, имеют очень низкое значение для крупных установок для сжигания.

Выбросы ЛОС обычно уменьшаются с увеличением производственных мощностей. Окись углерода (CO) всегда появляется как промежуточный продукт процесса горения и в особенности при субстехиометрических условиях.

Механизмы образования CO, термического NO и ЛОС аналогичным образом определяются условиями горения.

Выбросы аммиака (NH₃) не обусловлены процессом горения; эти выбросы появляются в результате незавершенной реакции добавки NH₃, используемой в процессе денитрификации (просачивание аммиака в модулях SCR и SNCR).

Большая часть рассматриваемых тяжелых металлов (As, Cd, Cr, Cu, Hg, Ni, Pb, Se, Zn и V) обычно выбрасываются в виде соединений (например, окислов, хлоридов) вместе с частицами. Только Hg и Se, по крайней мере, частично, представлены в парообразном состоянии. Менее летучие элементы имеют тенденцию конденсироваться на поверхности небольших частиц в потоке отработавших газов. Именно поэтому наблюдается обогащение этими элементами частиц мельчайших фракций. Содержание тяжелых металлов в угле обычно на несколько порядков выше, чем в нефти (изредка за исключением Ni и V в тяжелом дизельном топливе) и в природном газе. Для природного газа имеет значение только выбросы ртути.

При горении угля частицы проходят ряд изменений, которые приводят к выпариванию летучих элементов. Степень выпаривания соединений тяжелых металлов зависит от характеристик топлива (например, их концентрации в угле, доли неорганических компонент, таких как кальций) и от технологических характеристик (например, типе котла, режиме работы).

Все представляющие интерес тяжелые металлы из DBB выделяются в виде твердых частиц, за исключением Hg и Se. Выбросы из DBB при сжигании лигнита, вероятней всего, ниже, чем при сжигании твердого угля, поскольку содержание микроэлементов в лигните и температура его горения ниже. В случае WBB, повторное использование пыльной золы относится к обычному режиму работы, при котором происходит существенное снижение концентрации тяжелых металлов в непереработанном коксовом газе. Выбросы тяжелых металлов от модулей FBC предполагаются незначительными благодаря пониженной рабочей температуре и более мелкой фракции твердых частиц. Кроме того, известняк в установках с FBC может понижать выброс некоторых тяжелых металлов, в соответствии с повышенным сокращением тяжелых металлов в зольном остатке. Этот эффект может быть частично скомпенсирован увеличением доли мелких частиц в отработанном газе, что приводит к повышенному выбросу частиц с высокой степенью обогащения тяжелыми металлами. Высокие концентрации As разрушают катализаторы процесса денитрификации. Поэтому выбранные установки каталитического восстановления (SCR) в сильно запыленной конфигурации могут требовать дополнительных мер (например, рециркуляционное снижение зольной пыли).

Средства регулирования

Ниже приводится краткое описание заслуживающих внимания технологий сокращения выбросов SO₂, NO_x и тяжелых металлов. Методики сокращения выбросов для газовых турбин и стационарных двигателей рассматриваются отдельно. Средние показатели эффективности и доступность технологических методов сокращения выбросов SO_x и NO_x обобщены в табл. В1–В3.

Окислы серы: процессы десульфуризации отработавшего газа (FGD)

Процессы FGD предназначены для удаления SO₂ из отработавшего газа установок для сжигания. Большая часть процессов, таких как применение влажной очистки газа (WS), впрыскивание сорбента для сушки (SDA), добавление сухого сорбента (DSI) и процесс Walther (WAP) основываются на реакции SO₂ с щелочным реагентом, добавляемым в твердом виде или в виде суспензии/раствора в воду для образования соответствующих солей. Во вторичных реакциях удаляются SO₃, фториды и хлориды. При использовании процесса DESONOX, SO₂ каталитически окисляется до SO₃ и вступает в реакцию с водой, образуя серную кислоту.

Использование активированного угля и процесса Wellman-Lord способствуют удалению SO_2 и получению обогащенного SO_2 газа, который в дальнейшем образует серу или серную кислоту.

В BREF для крупных установок для сжигания указывается, что использование топлива с низким содержанием серы или совместное сжигание с газом или иным подобным топливом являются основными мерами сокращения выброса SO_2 . Процесс очистки влажной известью (с образованием гипса) является основным процессом FGD, используемым для котлов, работающих на угле и жидком топливе, который редко используется в установках с мощностью менее 100 МВт. Очистка морской водой и SDA перечислены как альтернативные FGD технологии для новых и переоборудованных котлов. Также указывается на возможность применения DSI для угля. Прочие технологии считается возможным применять для новых установок, но применяются они редко и их пригодность зависит от типа используемого котла.

Оксиды азота: первичные меры

Горелки с низким выделением NO_x (LNB)

Для LNB характерно ступенчатое распределение удельного содержания воздуха в топливе горелки. Применяются три различные модификации:

- LNB со ступенчатым распределением воздуха: субстехиометрическая зона создается топливно-воздушной смесью и первичным воздухом. Зона внутренней рециркуляции появляется за счет завихрения первичного воздуха. Зона выгорания топлива создается благодаря вторичному воздуху, подаваемому воздушными форсунками, расположенными вокруг форсунок с первичным воздухом;
- LNB со ступенчатым распределением воздуха и рециркулирующим отработавшим газом (FGR): основная функция аналогична той, что у LNB со ступенчатым распределением воздуха. Расстояние между первичными и вторичными форсунками больше; поэтому, образуется слой отработавшего газа. В результате этого время пребывания в восстановительной среде возрастает, а концентрация кислорода уменьшается;
- LNB со ступенчатым распределением воздуха/топлива: дополнительная зона восстановления вокруг первичной зоны достигается за счет чрезвычайно превышающей стехиометрический режим добавкой вторичного топлива вокруг вторичного пламени.

LNB может работать с любым типом топлива и горелок. Эффективность снижения NO_x для котлов, работающих на угле, варьируется от 10 до 30 %.

Ступенчатая подача воздуха (SAS)

Под этим подразумевается создание двух разделенных друг от друга зон горения — первичной, с нехваткой кислорода, и зоны выгорания, с избыточным содержанием воздуха. SAS охватывает зону низкого избытка воздуха (LEA), необслуживаемые горелки (BOOS) и технологию нестехиометрического сжигания (BBF):

- Понятие низкого избытка воздуха (LEA) означает сокращение содержания кислорода в зоне первичного горения горелок. При горении твердого угля, как показывает опыт, частыми ограничениями выступают засорение и коррозия, вызванные восстановительной атмосферой и неполным выгоранием топлива. При сжигании газа эффективность сокращения ограничивается образовавшимся CO . LEA больше подходит для лигнита и часто используется для модернизации установок для сжигания. Для котлов, работающих на жидком топливе, была достигнута эффективность снижения выброса, равная 20 % ;
- Необслуживаемыми горелками (BOOS) называют горелки из нижних рядов в котле, работающих при недостатке кислорода (обогащенные топливом); расположенные выше горелки при этом не используются. Эта технология особенно подходит для более старых установок, при этом тепловая мощность котла уменьшается на 15–20 %;
- Нестехиометрическое сжигание (BBF) означает, что ниже расположенные ряды горелок в котле работают при нехватке кислорода (обогащенные топливом), а верхние ряды горелок -

при избытке кислорода. Эффективность таких котлов ниже, чем при использовании ВООС, также как и эффективность сокращения NO_x . Эффективность сокращения NO_x для котлов, работающих на угле, варьируется от 10 до 40%.

Вторичный воздух (OFA)

Все ряды горелок в котле работают в режиме недостатка кислорода. Воздух для сжигания частично (5–20 %) поступает через отдельные отверстия, расположенные над верхним рядом горелок в котле. OFA применяется для большинства типов топлив и для большей части типов котлов. Для котлов, работающих на газе, была достигнута эффективность сокращения в 10–30 %, для котлов, работающих на жидком топливе, в 10–40 %. Эффективность сокращения NO_x для котлов, работающих на угле, варьируется от 10 до 40 %.

Повторная циркуляция отработавшего газа (FGR)

Повторная циркуляция отработавшего газа в воздухе для сжигания является эффективным средством сокращения выбросов NO_x при высокотемпературных режимах горения, таких как в котлах с мокрым золоудалением, особенно, в котлах, работающих на газе и жидком топливе. Повторно циркулирующий отработавший газ можно добавлять во вторичный или первичный воздух. В первом случае на ядро горения не оказывается никакого воздействия, и при этом снижается только температура пламени, что является благоприятным для сокращения термических NO_x . Влияние, оказываемое на котлы с сухим золоудалением, таким образом, очень ограниченное, учитывая то, что примерно 80 % образованного NO_x происходит от топливного азота; FGR можно использовать как дополнительную меру. Более эффективным методом является направление отработавшего газа в первичный воздух неступенчатой горелки. Высокая эффективность FGR в первичном потоке (15–20 %) была продемонстрирована в котлах, работающих на газе и жидком топливе. Эффективность сокращения NO_x для котлов, работающих на угле, варьируется от 5 до 25 %.

Разделение первичного потока (SPF или повторное сжигание)

Разделение первичного потока означает ступенчатое распределение топлива в печи. Эта технология применяет впрыскивание топлива в печь выше основной зоны горения, тем самым образуя вторую субстехиометрическую зону горения. В первичной зоне котла основное топливо горит в условиях избытка окислителя. За этой зоной следует вторичная зона с восстановительной атмосферой, в которую впрыскивается вторичное топливо. И, в завершение, в зону выгорания впрыскивается вторичный воздух. Эта технология повторного сжигания может, в принципе, применяться для всех типов котлов, работающих на природном топливе и в сочетании с технологией сжигания с низким уровнем образования NO_x для первичного топлива. Когда азот содержится в повторно сжигаемом топливе, часть его в зоне выгорания превращается в NO_x . Поэтому, использование природного газа обеспечивает наибольшую возможность для сокращения выброса. Испытания на крупных котлах показали возможность сокращения NO_x до 50–70 %.

В BREF для крупных установок для сжигания перечислены аналогичные меры для котлов, работающих на угле и жидком топливе, включая:

- низкий избыток воздуха;
- ступенчатая подача воздуха (OFA и аналогичные меры);
- LNB;
- повторное сжигание.

Повторное сжигание не используется в котлах, работающих на природном газе.

Процессы одновременного удаления окислов азота и серы

Применение активированного угля (AC)

Использование АС относится к сухим процессам одновременного удаления SO_2 и NO_x , который основывается на поглощении загрязняющих веществ в подвижном слое фильтра из активированного угля. Двуокись серы подвергается каталитическому окислению в присутствии влаги в отработавшем газе с образованием серной кислоты. NO_2 полностью восстанавливается до N_2 ; NO реагирует каталитически с впрыскиваемым аммиаком и образует N_2 и H_2O . АС использовался на четырех энергетических установках в Германии (в двух случаях после SDA-процесса). Содержание серы в использованном топливе не должно превышать 2,3 % (по массе). Эффективность восстановления SO_2 составила > 95 %, а восстановления NO_x - более 70 %.

Процесс DESONOX /процесс SNOX (DESONOX)

Очистка отработавшего газа с помощью процесса DESONOX основана на одновременном каталитическом восстановлении окислов азота (NO_x) до азота (N_2) и воды (H_2O), и на каталитическом окислении двуокиси серы (SO_2) до серного газа (SO_3). Побочным продуктом является серная кислота. Этот процесс использовался на энергетической установке в Германии, где применяется уголь с содержанием серы примерно 1 % (по массе). Необходимо учитывать концентрацию каталитического токсического вещества (чаще всего мышьяка, но также хрома, селена и т.п.). Эффективность восстановления SO_2 превышала 95 %, а NO_x достигала 95 %. Процесс SNOX работает на том же основном принципе, что и DESONOX, с основной разницей в том, что восстановление и окисление происходят в отдельных реакционных башнях. Процесс SNOX применялся на одной Датской энергетической установке. Но все еще не было опубликовано никаких данных относительно эффективности восстановления. Процесс SNOX также известен как сочетание процесса WSA-2 компании Topsøe и процесса SCR.

Тяжелые металлы: вторичные меры

Выбросы тяжелых металлов в основном сокращаются с помощью оборудования подавления пыли. К системам ограничения выбросов твердых частиц, которые применяются в энергетических установках, использующих уголь, относятся циклонные пылеуловители, мокрые скрубберы, установки электростатического осаждения пыли (ESP), а также тканевые фильтры. В большинстве установок 99 % твердых частиц удаляются из отработавших газов с помощью ESP или тканевых фильтров. Последние более эффективны при улавливании мелких частиц; мокрые скрубберы и циклонные пылеуловители менее эффективны. Эффективность снижения выбросов пыли от ESP при условии, что основная часть элементов находится в твердом состоянии, превышает 99 %. Только для некоторых более летучих элементов, таких как Cd, Pb, Zn и Se, эффективность сокращения выбросов пыли меньше, но она удерживается около 90 %. Эффективность снижения с помощью ESP в отношении Hg зависит от рабочей температуры ESP. Холодная сторона ESP, работающая при ~ 140 °C, оценивается как обладающая средней эффективностью снижения содержания Hg, примерно на 35 %.

Влияние модулей FGD и DeNO_x на выбросы тяжелых металлов были исследованы главным образом в рамках изучения баланса масс. Модули WS-FGD удаляют следующую фракцию твердых частиц в отработавшем газе дополнительно к средствам сокращения выбросов пыли. Элементы, связанные между собой частицей, удаляются модулем FGD с эффективностью примерно 90 %. В модулях FGD, особенно в WS-модулях, газообразные соединения могут дополнительно конденсироваться на твердых частицах, которые удаляются главным образом устройством предварительной очистки. В отношении газообразных элементов различными исследованиями была установлена эффективность снижения содержания Hg в выбросе в 30–50 % и Se – в 60–75 %. Известь вносит более 90 % вклада в FGD для As, Cd, Pb и Zn.

На сокращение выбросов Hg косвенно оказывают воздействие модули DeNO_x. При сильной запыленности модуль SCR улучшает удаление Hg в следующем модуле FGD, используя систему очистки известью. Модуль SCR увеличивает долю ионов ртути (HgCl_2) до 95 %, которые можно вымыть в устройстве предварительной очистки модуля FGD. Исследования, проведенные в Нидерландах, не обнаружили влияния LNB на выбросы тяжелых металлов.

Газовые турбины

Для газовых турбин наиболее значимыми являются выбросы NO_x. К первостепенным мерам по сокращению NO_x относятся:

- сухие методы сокращения (например, горение в режиме, превышающем стехиометрический; использование горелки, работающей на обезвоженном топливе с низким образованием NO_x); и
- влажные методы сокращения (впрыскивание воды и/или пара) для регулировки температуры горения.

Стационарные двигатели

Для двигателей с искровым зажиганием основными загрязняющими веществами в выбросе являются NO_x, СО и несгоревшие углеводороды (ЛОС). Для дизельных двигателей следует учитывать также выбросы двуокиси серы (SO₂). Выбросы сажи также вносят свой вклад в выбросы тяжелых металлов и стойких органических веществ, но относительно них нет достаточной информации.

К первичным мерам относится выбор оптимальных условий горения (отношение воздуха к топливу, сниженная нагрузка, впрыск воды, повторное использование отработавшего газа, оптимизация камеры горения и т.п.). Получаемая эффективность снижения, например, при повторном использовании отработавшего газа, составила 6,5 - 12 %, а для внутреннего повторного использования отработавшего газа - 4 - 37 %. Повторное использование внешнего отработавшего газа (модели с турбонаддувом) может обеспечить сокращение NO_x на 25 - 34 %. Вторичные меры (NSCR, SCR) используются, если пороговые значения выбросов не могут быть обеспечены только настройкой самого двигателя.

Таблица В1 Эффективность и доступность технологических методов сокращения выбросов с применением FGD

№	Тип вторичных мер	Эффективность сокращения $\eta_{сек}$ []	Доступность β []
1	WS	0.90	0.99
2	SDA	0.90	0.99
3	DSI	0.45	0.98
4	LIFAC	0.70	0.98
5	WL	0.97	0.99
6	WAP	0.88	0.99
7	AC	0.95	0.99
8	DESONOX	0.95	0.99

Примечание:

- WS – очистка влажной известью/известняком
 SDA – впрыскивание абсорбционного газосушителя
 DSI – добавление сухого сорбента
 LIFAC – система DSI с дополнительным впрыскиванием воды
 WL – процесс Wellman Lord (регенерируемый процесс FGD)
 WAP – процесс Walther
 AC – процесс с активированным углем (одновременное применение процессов FGD и DeNO_x)
 DESONOX – объединение процессов FGD и DeNO_x.

Таблица В2.Эффективность первичных мер по сокращению выбросов NO_x

Тип первичных мер ¹⁾	Эффективность сокращения DBB η []				Эффективность сокращения WBB η []	
	Каменный уголь		Лигнит		Каменный уголь	
	диапазон	значение ³⁾	диапазон	значение ³⁾	диапазон	значение ³⁾
нет мер ⁴⁾	0	0	0	0	0	0
LNB	0.10-0.30	0.20	0.10-0.30	0.20	0.10-0.30	0.20
SAS	0.10-0.40	0.30	0.10-0.40	0.30	0.10-0.40	0.30
OFA	0.10-0.40	0.30	0.10-0.35	0.25	0.10-0.35	0.25
FGR	0.05-0.15	0.10	0.05-0.20	0.15	0.10-0.25	0.20
LNB/SAS	0.20-0.60	0.45	0.20 - 0.60	0.45	0.20 - 0.60	0.45
LNB/OFA	0.20-0.60	0.45	0.20 - 0.55	0.40	0.20-0.55	0.40
LNB/FGR	0.15-0.40	0.30	0.1:-0.45	0.30	0.20-0.50	0.35
SAS/OFA	0.20-0.63	0.50	0.20 - 0.60	0.40	0.20 - 0.60	0.40
SAS/FGR	0.15-0.50	0.40	0.15 -0.50	0.40	0.20-0.55	0.45
OFA/FGR	0.15-0.50	0.40	0.15-0.50	0.35	0.20-0.50	0.40
LNB /SAS/OFA	0.30-0.75	0.60	0.30 - 0.75	0.60	0.30-0.75	0.60
LNB /SAS/FGR	0.25-0.65	0.50	0.25-0.70	0.50	0.30-0.70	0.55
LNB /OFA/FGR	0.25-0.65	0.50	0.25-0.65	0.50	0.30 - 0.65	0.50
доработанная / старая установка		0.15		0.15		0.15
старая установка/ модернизированная ²⁾		0.50		0.50		0.50
новая установка ²⁾		0.40		0.40		0.40

¹⁾ Выборка из базы данных DECOF разработана и имеется в наличии в Институте промышленного производства (ИП).

²⁾ Рекомендуемые значения при отсутствии информации относительно используемого типа первичных мер.

³⁾ Значения по умолчанию, используемые в компьютерной программе.

⁴⁾ Первичные меры не установлены. Данный случай относится к старой установке.

Таблица В3 Эффективность и доступность вторичных мер по сокращению выбросов NO_x

№	Тип вторичных мер	Эффективность сокращения η _{сек} []	Доступность β []
1	SXCR	0.50	0.99
2	SCR	0.80	0.99
3	AC	0.70	0.99
4	DESONOX	0.95	0.99

Приложение С. Содержание серы в топливе

Содержания серы в топливе было взято из предыдущего выпуска Руководства (глава В111).

Таблица С-1 Содержание серы в топливе

Тип топлива				Код NAPFUE	Содержание серы в топливе		
					значение ¹⁾	диапазон	единицы
s	уголь	hc	коксование	101		0.4 - 6.2	% (по массе)
s	уголь	hc	пар	102		0.4 - 6.2	% (по массе)
s	уголь	hc	полубитуминозный	103		0.4 - 6.2	% (по массе)
s	уголь	bc	бурый уголь/лигнит	105		0.4 - 6.2	% (по массе)
s	уголь	bc	брикеты	106		0.25 - 0.45 ¹⁰⁾	% (по массе)
s	кокс	hc	коксовая печь	107		< 1 ³⁾	% (по массе)
s	кокс	bc	коксовая печь	108		0.5 - 1 ^{3) 4)}	% (по массе)
s	кокс		бензин	110			
s	биомасса		древесина	111		< 0.03 ³⁾	% (по массе)
s	биомасса		древесный уголь	112		< 0.03 ³⁾	% (по массе)
s	биомасса		торф	113			
s	отходы		муниципальные	114			
s	отходы		промышленные	115			
s	отходы		древесина	116			
s	отходы		сельскохозяйственные	117			
l	жидкое топливо		остаточный нефтепродукт	203		0.3 ⁵⁾ - 3.5 ⁶⁾	% (по массе)
l	жидкое топливо		газойл	204	0.3 ⁸⁾	0.08 - 1.0	% (по массе)
l	жидкое топливо		дизельное топливо	205	0.3 ⁸⁾		% (по массе)
l	керосин			206			
l	топливо		моторное	208		< 0.05 ⁹⁾	% (по массе)
l	нафта			210			
l	черный щелок			215			
g	газ ²⁾		природный	301	(0.0075) ⁷⁾		г/м ³
g	газ		сжиженный нефтяной газ	303	-		
g	газ		коксовая печь	304	8		г · м ⁻³
g	газ		доменный	305	45 · 10 ^{-3 7)}		г/м ³
g	газ		коксовый и доменный	306			
g	газ		отработавший	307			
g	газ		нефтезаводской	308		<= 8 ⁷⁾	г/м ³
g	газ		биогаз	309			
g	газ		из газового дегтя	311			

¹⁾ рекомендуемое значение

²⁾ незначительное количество

³⁾ Marutzky 1989

⁴⁾ Boelitz 1993

⁵⁾ Mr. Nietamaki (Finland): Личное общение.

⁶⁾ См. руководство NL 1988 /99/ диапазон 2.0 - 3.5

⁷⁾ Руководство NL 1988

⁸⁾ 87/219 CEE 1987

⁹⁾ a_s ~ 0

¹⁰⁾ Davids 1986

Приложение D. Коэффициенты выбросов, полученные из предельно допустимых значений выбросов

Таблица D1. ОКВЧ

Источник [1]	Тип топлива [2]	Новая или уже существующая установка [3]	Мощность котла или технологической установки, МВт	Стандартное содержание O ₂ , % (об), сухой воздух	Диапазон концентраций AEL, мг/м ³ при н. у. (0°C, 101,3 кПа), сухая среда при стандартном содержании O ₂		Коэффициент выброса [4], г/(ГДж) (чистая тепловая мощность)	
					Низкий	Высокий	Низкий	Высокий
BREF	уголь	новая	50-100	6	5	20	1.8	7.2
BREF	уголь	новая	100-300	6	5	20	1.8	7.2
BREF	уголь	новая	> 300	6	5	20	1.8	7.2
LCPD	уголь	новая	50-500	6	100		36.2	
LCPD	уголь	новая	> 500	6	50		18.1	
LCPD	уголь	новая	50-100	6	50		18.1	
LCPD	уголь	новая	> 100	6	30		10.9	
BREF	уголь	существующая	50-100	6	5	30	1.8	10.9
BREF	уголь	существующая	100-300	6	5	30	1.8	10.9
BREF	уголь	существующая	> 300	6	5	30	1.8	10.9
LCPD	уголь	существующая	50-500	6	100		36.2	
LCPD	уголь	существующая	> 500	6	50		18.1	
BREF	древесина	новая	50-100	6	5	20	1.9	7.7
BREF	древесина	новая	100-300	6	5	20	1.9	7.7
BREF	древесина	новая	> 300	6	5	20	1.9	7.7
BREF	древесина	существующая	50-100	6	5	20	1.9	7.7
BREF	древесина	существующая	100-300	6	5	20	1.9	7.7
BREF	древесина	существующая	> 300	6	5	20	1.9	7.7
BREF	жидкое топливо	новая	50-100	3	5	20	1.4	5.7
BREF	жидкое топливо	новая	100-300	3	5	20	1.4	5.7
BREF	жидкое топливо	новая	> 300	3	5	10	1.4	2.8
LCPD	жидкое топливо	новая	> 50	3	50		14.1	
LCPD	жидкое топливо	новая	50-100	6	50		17.0	
LCPD	жидкое топливо	новая	> 100	6	30		10.2	
BREF	жидкое топливо	существующая	50-100	3	5	30	1.4	8.5
BREF	жидкое топливо	существующая	100-300	3	5	25	1.4	7.1
BREF	жидкое топливо	существующая	> 300	3	5	20	1.4	5.7
LCPD	жидкое топливо	существующая	> 50	3	50		14.1	
LCPD	газ	новая	> 50	3	5		1.4	
LCPD	газ	новая	> 50	3	5		1.4	
LCPD	газ	существующая	> 50	3	5		1.4	

Примечание:

1. BREF обозначает ссылочный документ с НДТ для крупных установок для сжигания, LCPD обозначает директиву 2001/80/ЕС.
2. Топливо представлено только по классификации основных видов; предельные значения могут быть только для таких категорий как 'твердое топливо', а не для угля или древесины.

Предельные значения для газообразного топлива относятся только к природному газу и не могут применяться к генераторным газам или другому газообразному топливу.

3. Обратите внимание, что новые и уже существующие установки имеют вполне определенное значение для LCPD.
4. Коэффициенты выбросов рассчитаны из концентраций в выбросах по методике US EPA (подробные сведения приведены в приложении E).

Таблица D2. Окислы азота

Источник [1]	Тип топлива [2]	Новая или уже существующая установка [3]	Мощность котла или технологической установки, МВт	Стандартное содержание O ₂ , % (об.), сухой воздух	Диапазон концентраций АЕЛ, мг/м ³ при н. у. (0°С, 101,3 кПа), сухая среда при стандартном содержании O ₂		Коэффициент выброса [4], г/(ГДж) (чистая тепловая мощность)	
					Низкий	Высокий	Низкий	Высокий
BREF	уголь	новая	50-100	6	90	300	32.6	108.7
BREF	уголь	новая	100-300	6	90	200	32.6	72.5
BREF	уголь	новая	> 300	6	50	150	18.1	54.3
LCPD	уголь	новая	50-500	6	600		217.4	
LCPD	уголь	новая	> 500	6	500		181.1	
LCPD	уголь	Новая 2016	> 500	6	200		72.5	
Goburg	уголь	новая	50-100	6	400		144.9	
Goburg	уголь	новая	100-300	6	300		108.7	
Goburg	уголь	новая	> 300	6	200		72.5	
BREF	уголь	существующая	50-100	6	90	300	32.6	108.7
BREF	уголь	существующая	100-300	6	90	200	32.6	72.5
BREF	уголь	существующая	> 300	6	50	200	18.1	72.5
LCPD	уголь	существующая	50-500	6	600		217.4	
LCPD	уголь	существующая	> 500	6	500		181.1	
LCPD	уголь	Сущ. 2016	> 500	6	200		72.5	
Goburg	уголь	существующая	> 50	6	650		235.5	
BREF	древесина	новая	50-100	6	150	250	57.9	96.4
BREF	древесина	новая	100-300	6	150	200	57.9	77.1
BREF	древесина	новая	> 300	6	50	150	19.3	57.9
LCPD	древесина	новая	50-100	6	400		154.3	
LCPD	древесина	новая	100-500	6	300		115.7	
LCPD	древесина	новая	> 500	6	200		77.1	
Goburg	древесина	новая	50-100	6	400		154.3	
Goburg	древесина	новая	100-300	6	300		115.7	
Goburg	древесина	новая	> 300	6	200		77.1	
BREF	древесина	существующая	50-100	6	150	300	57.9	115.7
BREF	древесина	существующая	100-300	6	150	250	57.9	96.4
BREF	древесина	существующая	> 300	6	50	200	19.3	77.1
Goburg	древесина	существующая	> 50	6	650		250.7	
BREF	жидкое топливо	новая	50-100	3	150	300	42.4	84.9
BREF	жидкое топливо	новая	100-300	3	50	150	14.1	42.4
BREF	жидкое топливо	новая	> 300	3	50	100	14.1	28.3
LCPD	жидкое топливо	новая	50-100	3	400		113.2	
LCPD	жидкое топливо	новая	100-300	3	200		56.6	
LCPD	жидкое топливо	новая	> 300	3	200		56.6	
Goburg	жидкое топливо	новая	50-100	3	400		113.2	
Goburg	жидкое топливо	новая	100-300	3	300		84.9	
Goburg	жидкое топливо	новая	> 300	3	200		56.6	
BREF	жидкое топливо	существующая	50-100	3	150	450	42.4	127.3
BREF	жидкое топливо	существующая	100-300	3	50	200	14.1	56.6
BREF	жидкое топливо	существующая	> 300	3	50	150	14.1	42.4

Источник [1]	Тип топлива [2]	Новая или уже существующая установка [3]	Мощность котла или технологической установки, МВт	Стандартное содержание O ₂ , % (об.), сухой воздух	Диапазон концентраций АЕЛ, мг/м ³ при н. у. (0°С, 101,3 кПа), сухая среда при стандартном содержании O ₂		Коэффициент выброса [4], г/(ГДж) (чистая тепловая мощность)	
					Низкий	Высокий	Низкий	Высокий
LCPD	жидкое топливо	существующая	50-500	3	450		127.3	
LCPD	жидкое топливо	существующая	> 500	3	400		113.2	
Goburg	жидкое топливо	существующая	> 50	3	450		127.3	
BREF	газ	новая	> 50	3	50	100	14.2	28.3
LCPD	газ	новая	50-300	3	150		42.5	
LCPD	газ	новая	> 300	3	100		28.3	
Goburg	газ	новая	50-300	3	150		42.5	
Goburg	газ	новая	> 300	3	100		28.3	
BREF	газ	существующая	> 50	3	50	100	14.2	28.3
LCPD	газ	существующая	50-500	3	300		85.0	
LCPD	газ	существующая	> 500	3	200		56.6	
Goburg	газ	существующая	> 50	3	350		99.1	

Примечание:

1. BREF обозначает ссылающийся документ с НДТ для крупных установок для сжигания, LCPD обозначает директиву 2001/80/ЕС, Goburg обозначает Гетеборгский протокол 1999 г.
2. Топливо представлено только по классификации основных видов; предельные значения могут быть только для таких категорий как 'твердое топливо', а не для угля или древесины. Предельные значения для газообразного топлива относятся только к природному газу и не могут применяться к генераторным газам или другому газообразному топливу.
3. Обратите внимание, что новые и уже существующие установки имеют вполне определенное значение для LCPD.
4. Коэффициенты выбросов рассчитаны из концентраций в выбросах по методике US EPA (подробные сведения приведены в приложении E).

Таблица Д3. Окислы серы

Источник [1]	Тип топлива [2]	Новая или уже существующая установка [3]	Мощность котла или технологической установки, МВт	Стандартное содержание O ₂ , % (об.), сухой воздух	Диапазон концентраций AEL, мг/м ³ при н. у. (0°С, 101,3 кПа), сухая среда при стандартном содержании O ₂		Коэффициент выброса [4], г/(ГДж) (чистая тепловая мощность)	
					Низкий	Высокий	Низкий	Высокий
BREF	уголь	новая	50-100	6	150	400	54.3	144.9
BREF	уголь	новая	100-300	6	100	200	36.2	72.5
BREF	уголь	новая	> 300	6	20	200	7.2	72.5
LCPD	уголь	новая	50-100	6	2000		724.5	
LCPD	уголь	новая	100-500	6	400	2000	144.9	724.5
LCPD	уголь	новая	> 500	6	400		144.9	
Goburg	уголь	новая	50-100	6	850		307.9	
Goburg	уголь	новая	100-300	6	200	850	72.5	307.9
Goburg	уголь	новая	> 300	6	200		72.5	
BREF	уголь	существующая	50-100	6	150	400	54.3	144.9
BREF	уголь	существующая	100-300	6	100	250	36.2	90.6
BREF	уголь	существующая	> 300	6	20	200	7.2	72.5
LCPD	уголь	существующая	50-100	6	2000		724.5	0.0
LCPD	уголь	существующая	100-500	6	400	2000	144.9	724.5
LCPD	уголь	существующая	> 500	6	400		144.9	
Goburg	уголь	существующая	50-100	6	2000		724.5	
Goburg	уголь	существующая	100-500	6	400	2000	144.9	724.5
Goburg	уголь	существующая	> 500	6	400		144.9	0.0
BREF	древесина	новая	50-100	6	200	300	77.1	115.7
BREF	древесина	новая	100-300	6	150	300	57.9	115.7
BREF	древесина	новая	> 300	6	50	200	19.3	77.1
LCPD	древесина	новая	50-100	6	200		77.1	
LCPD	древесина	новая	100-500	6	200		77.1	
LCPD	древесина	новая	> 500	6	200		77.1	
Goburg	древесина	новая	50-100	6	850		327.8	
Goburg	древесина	новая	100-300	6	200	850	77.1	327.8
Goburg	древесина	новая	> 300	6	200		77.1	
BREF	древесина	существующая	50-100	6	200	300	77.1	115.7
BREF	древесина	существующая	100-300	6	150	300	57.9	115.7
BREF	древесина	существующая	> 300	6	50	200	19.3	77.1
Goburg	древесина	существующая	50-100	6	2000		771.4	
Goburg	древесина	существующая	100-500	6	400	2000	154.3	771.4
Goburg	древесина	существующая	> 500	6	400		154.3	
BREF	жидкое топливо	новая	50-100	3	100	350	28.3	99.0
BREF	жидкое топливо	новая	100-300	3	100	200	28.3	56.6
BREF	жидкое топливо	новая	> 300	3	50	150	14.1	42.4
LCPD	жидкое топливо	новая	50-100	3	850		240.5	
LCPD	жидкое топливо	новая	100-300	3	200	400	56.6	113.2
LCPD	жидкое топливо	новая	> 300	3	200		56.6	
Goburg	жидкое топливо	новая	50-100	3	850		240.5	
Goburg	жидкое топливо	новая	100-300	3	200	850	56.6	240.5
Goburg	жидкое топливо	новая	> 300	3	200		56.6	
BREF	жидкое топливо	существующая	50-100	3	100	350	28.3	99.0
BREF	жидкое топливо	существующая	100-300	3	100	250	28.3	70.7
BREF	жидкое топливо	существующая	> 300	3	50	200	14.1	56.6
LCPD	жидкое топливо	существующая	50-300	3	1700		481.0	

Источник [1]	Тип топлива [2]	Новая или уже существующая установка [3]	Мощность котла или технологической установки, МВт	Стандартное содержание O ₂ , % (об.), сухой воздух	Диапазон концентраций АЕЛ, мг/м ³ при н. у. (0°С, 101,3 кПа), сухая среда при стандартном содержании O ₂		Коэффициент выброса [4], г/(ГДж) (чистая тепловая мощность)	
					Низкий	Высокий	Низкий	Высокий
	топливо							
LCPD	жидкое топливо	существующая	300-500	3	400	1700	113.2	481.0
LCPD	жидкое топливо	существующая	> 500	3	400		113.2	
Goburg	жидкое топливо	существующая	50-300	3	1700		481.0	
Goburg	жидкое топливо	существующая	300-500	3	400	1700	113.2	481.0
Goburg	жидкое топливо	существующая	> 500	3	400		113.2	
Goburg	газ	новая	> 50	3	35		9.9	
LCPD	газ	новая	> 50	3	35		9.9	
LCPD	газ	существующая	> 50	3	35		9.9	
Goburg	газ	существующая	> 50	3	35		9.9	

Примечание:

1. BREF обозначает ссылочный документ с НДТ для крупных установок для сжигания, LCPD обозначает директиву 2001/80/ЕС, Goburg обозначает Гетеборгский протокол 1999 г.
2. Топливо представлено только по классификации основных видов; предельные значения могут быть только для таких категорий как 'твердое топливо', а не для угля или древесины. Предельные значения для газообразного топлива относятся только к природному газу и не могут применяться к генераторным газам или другому газообразному топливу.
3. Обратите внимание, что новые и уже существующие установки имеют вполне определенное значение для LCPD.
4. Коэффициенты выбросов рассчитаны из концентраций в выбросах по методике USEPA (подробные сведения приведены в приложении E).

Таблица D4. Газовые турбины и стационарные двигатели

Источник [1]	Тип топлива [2]	Новая или уже существующая установка [3]	Технология	Стандартное содержание O ₂ , % (об.), сухой воздух	Загрязнитель	Диапазон концентраций АЕЛ, мг/м ³ при н. у. (0°С, 101,3 кПа), сухая среда при стандартном содержании O ₂		Коэффициент выброса [4], г/(ГДж) (чистая тепловая мощность)	
						Низкий	Высокий	Низкий	Высокий
BREF	газ	новая	Газовая турбина	15	ОКВЧ	5		4.3	
BREF	газ	существующая	Газовая турбина	15	ОКВЧ	5		4.3	
BREF	газ	новая	Газовая турбина	15	SO ₂	10		8.6	
BREF	газ	существующая	Газовая турбина	15	SO ₂	10		8.6	
BREF	газ	новая	Газовая турбина	15	NO _x	20	50	17.2	43.0
LCPD	газ	новая	Газовая турбина	15	NO _x	50	75	43.0	64.4
LCPD	жидкое топливо	новая	Газовая турбина	15	NO _x	120		103.0	
Goburg	газ	новая	Газовая турбина	15	NO _x	50	75	43.0	64.4
Goburg	жидкое топливо	новая	Газовая турбина	15	NO _x	120		103.0	
BREF	газ	существующая	Газовая турбина	15	NO _x	20	90	17.2	77.3

Источник [1]	Тип топлива [2]	Новая или уже существующая установка [3]	Технология	Стандартное содержание O ₂ , % (об.), сухой воздух	Загрязнитель	Диапазон концентраций AEL, мг/м ³ при н. у. (0°C, 101,3 кПа), сухая среда при стандартном содержании O ₂		Коэффициент выброса [4], г/(ГДж) (чистая тепловая мощность)	
						Низкий	Высокий	Низкий	Высокий
Goburg	газ	существующая	Газовая турбина	15	NO _x	150		128.9	
Goburg	жидкое топливо	существующая	Газовая турбина	15	NO _x	200		171.7	
BREF	газ	новая	Газовый двигатель	15	NO _x	20	75	17.2	64.4
Goburg	газ	новая	Газовый двигатель	5	NO _x	250	500	79.7	159.4
BREF	газ	существующая	Газовый двигатель	15	NO _x	20	100	17.2	85.9
Goburg	газ	новая	Дизельный двигатель	5	NO _x	500		159.4	
Goburg	жидкое топливо	новая	Дизельный двигатель	5	NO _x	500	600	159.3	191.1

Примечание:

1. BREF обозначает ссылочный документ с НДТ для крупных установок для сжигания, LCPD обозначает директиву 2001/80/ЕС, Goburg обозначает Гетеборгский протокол 1999 г.
2. Топливо представлено только по классификации основных видов; предельные значения могут быть только для таких категорий как 'твердое топливо', а не для угля или древесины. Предельные значения для газообразного топлива относятся только к природному газу и не могут применяться к генераторным газам или другому газообразному топливу.
3. Обратите внимание, что новые и уже существующие установки имеют вполне определенное значение для LCPD.
4. Коэффициенты выбросов рассчитаны из концентраций в выбросах по методике US EPA (подробные сведения приведены в приложении E).

Приложение Е. Расчет коэффициентов выбросов из концентраций

Е.1 Коэффициенты выбросов для видов деятельности, связанных со сжиганием

Стандартизация концентраций в выбросах, связанных со сжиганием

Ежегодные выбросы, интенсивность выбросов и предельно допустимые значения выбросов обычно выражаются в единицах массы загрязнителя (например, т/год, кг/час, мг/м³). Обратите внимание, что массовая концентрация не имеет смысла, пока не заданы объемные условия — обычно для процессов горения к этим условиям относится объем сухого воздуха при нормальных условиях (0 °С, 101,3 кПа) и стандартной концентрации кислорода. Для горения топлива теоретически требуется минимальное (стехиометрическое) количество воздуха. На практике для режима горения требуется воздуха больше, чем предусмотрено стехиометрическими условиями. Содержание кислорода в отработавших газах от установки сжигания является показателем объема избыточного воздуха, подающегося в систему горения. Приведение к стандартному содержанию кислорода дает возможность сравнивать различные технологии, поскольку это устраняет влияние разбавления (или концентрирования) при различных уровнях превышения воздуха/поступающего воздуха на концентрацию загрязняющего вещества.

Обычно используют следующие концентрации кислорода для нормирования выбросов:

- котлы, работающие на жидком топливе или газе — 3 % O₂
- котлы, работающие на твердом топливе — 6, 7 % O₂
- котлы, работающие на древесине — 6, 10, 11 или 13 % O₂
- мусоросжигание — 11 % O₂
- газовые турбины — 15 % O₂
- стационарные двигатели — 5, 15 % O₂
- сушилки — 17 % O₂

Другие стандартизованные концентрации кислорода, включая 0 % O₂, обычно используются при испытаниях коммунальных газовых установок. Концентрации можно приводить к стандартным величинам с помощью двуокиси углерода (хотя это и используется очень редко).

Обычно данные по концентрациям выбросов проводятся как массовые концентрации при заданном содержании кислорода. Однако когда данные по выбросам приводятся в ином виде, следующие уравнения могут помочь пользователю в приведении данных к более удобному виду.

Некоторые загрязняющие вещества были измерены и приводятся для влажных условий, и может потребоваться их приведение к условиям сухой среды.

$$[X]_d = [X]_w \cdot \frac{100}{(100 - [H_2O])}$$

где:

[X]_w измеренная концентрация для влажного отработавшего газа (миллионная доля, мг/м³, % (по объему));

[X]_d измеренная концентрация для сухого отработавшего газа (те же единицы, что и для влажного);

[H₂O] является содержанием влаги в отработавшем газе в виде объемного % для влажных условий.

Многие загрязняющие вещества измеряются в виде объемных (молярных) концентраций. Приведение к массовой концентрации предполагает приближение идеального газа и подробно описано ниже:

$$[X]_m = [X]_d \frac{MW}{22.4}$$

где:

$[X]_d$ измеренная концентрация в рТЧ (миллионная доля) по объему для сухого отработавшего газа;

$[X]_m$ измеренная концентрация в мг/м³ по объему для сухого отработавшего газа;

MW относительная массовая концентрация загрязняющего вещества (например, 64 для SO₂);

22.4 объем, который занимает 1 киломоль идеального газа при 0 °С, 101,3 кПа (м³).

Обратите внимание, что концентрация NO_x в выбросе и коэффициенты выброса задаются в терминах NO₂. Отсюда получается, что относительная молекулярная масса, используемая для NO_x, равна 46. Концентрация ЛОС в выбросе часто задается в терминах углерода. Отсюда относительная молекулярная масса, используемая для ЛОС, равна 12, но это положение в дальнейшем будет часто пересматриваться при использовании калибровочного газа (например, МВт для концентраций, измеренных как пропан C₃H₈, 'эквивалентом' будет 3 x 12 = 36).

Приведение к стандартной концентрации O₂ задается следующим соотношением:

$$[X]_{ref} = [X]_m \cdot \frac{(20.9 - [O_2]_{ref})}{(20.9 - [O_2]_m)}$$

где :

$[X]_{ref}$ является приведенной концентрацией загрязняющего вещества при стандартном содержании O₂;

$[X]_m$ измеренная концентрация в мг/м³ для сухого отработавшего газа;

$[O_2]_m$ измеренная концентрация O₂ в % для сухого воздуха;

$[O_2]_{ref}$ стандартная концентрация O₂ в % для сухого воздуха (например, 3, 6 или 15 %).

Этот расчет подходит, если концентрации загрязняющего вещества и O₂ измерены в сухом воздухе.

Расчет коэффициентов выбросов

Коэффициент выбросов характеризуют загрязнение веществом от технологической деятельности. Для процессов сжигания коэффициенты выбросов обычно описываются как масса загрязняющего вещества, выбрасываемого при сжигании единичной массы топлива.

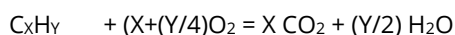
Коэффициент выбросов можно рассчитать различными способами; в применяемом подходе используется приведенная концентрация загрязняющего вещества в выбросе и удельный теоретический (стехиометрический) объем отработавшего газа для используемого топлива. Этот подход исключает необходимость измерения расхода отработавшего газа, которое могло бы иметь высокую степень неопределенности и не могло быть применено на многих установках для сжигания.

В этом подходе необходимо знать используемое топливо, концентрацию вредного вещества и содержание кислорода.

Анализ топлива, если его можно провести, дает возможность рассчитать удельный объем отработавшего газа из элементного анализа. Однако метод-19 Агентства США по защите окружающей среды дает объемы отработавшего газа для любого широко используемого топлива. Для другого топлива (например, генераторных газов, биогаза, неочищенного природного газа или газов, получаемых при переработке отходов) рекомендуется проводить анализ для минимизации возможных неопределенностей.

Способ анализа топлива: анализ топлива и расчеты по режиму горения используются для определения стехиометрического требования к объему воздуха и сухого отработавшего газа на единицу массы топлива. Обратите внимание на то, что важно знать условия проведения анализа, данные которого могут быть опубликованы, особенно для твердого топлива. Расчеты предполагают использование приближения идеального газа. Объем сухого отработавшего газа рассчитывается для стандартной концентрации O₂, использованной для нормирования концентрации выбросов загрязняющего вещества. Коэффициент выбросов загрязняющего вещества (EF) может быть рассчитан умножением приведенной концентрации загрязняющего вещества на объем сухого отработавшего газа при той же самой приведенной концентрации кислорода.

В общем случае объемы отработавшего газ, произведенного в результате сжигания топлива, можно рассчитать в соответствии со следующими соотношениями.



Обратите внимание, что некоторая часть кислорода может быть получена из топлива. Для горения в воздухе каждый кубический метр кислорода связан в отношении (79,1/20,9) с азотом.

Объем сухого отработавшего газа при стехиометрических условиях (DFGV_{sc}) в расчете на единицу массы топлива (или объема в случае газообразных топлив) можно рассчитать, и поэтому объем сухого отработавшего газа для условий, приведенных к нормальным условиям (DFGV_{ref}) для требуемого стандартного содержания кислорода, можно получить из соотношения:

$$DFGV_{ref} = DFGV_{sc} \cdot (20.9/(20.9-[O_{2ref}]))$$

Коэффициент выбросов загрязняющего вещества (EF) может быть рассчитан умножением приведенной концентрации загрязняющего вещества на объем сухого отработавшего газа при той же самой приведенной концентрации кислорода. Например, при 15 % кислорода:

$$EF = [X]_{15\%} \cdot DFGV_{15}$$

Коэффициенты выбросов приводятся в различных видах, и все они обычно пересчитываются, используя физические или другие свойства топлива.

Например, коэффициент выброса тепла (так, как это делается в Руководстве) может быть получен делением коэффициента выброса, рассчитанным выше, на теплоту сгорания топлива. В Руководстве это соответствует низшей CV топлива.

$$EF_{thermal} = \frac{EF}{CV}$$

где:

EF_{thermal} является коэффициентом теплового выброса, выраженного в единицах, подходящих для пользователя (например, в г/ГДж¹;

CV является низшей теплотой сгорания топлива в соответствующих единицах, подходящих для коэффициента выброса.

Метод 19: USEPA приводит стехиометрический объем сухого отработавшего газа для жидкого топлива. Данные USEPA можно найти в методе 19 USEPA (Свод Федеральных Нормативных Актов США, Раздел 40, Часть 60, Приложение А). Данные US EPA по коэффициенту F представлены как объем сухого отработавшего газа при 20 °C, связанного с высшей теплотой сгорания топлива. Условия US EPA не совпадают с используемыми в Руководстве (на основе низшей теплоты сгорания) или концентрации в выбросе, обычно приводимая в Европе (сухой газ при н.у. — 0°C, 101,3 кПа), и, как следствие, эти данные требуют некоторых преобразований. При расчетах используется приближение идеального газа.

Метод USEPA описан на сайте www.epa.gov/ttn/emc/methods/method19.html, а коэффициенты F приводятся далее.

ТАБЛИЦА 19-2. КОЭФФИЦИЕНТЫ F ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ ТОПЛИВА¹

Тип топлива	F _d		F _w		F _c	
	dscm/J	dscf/10 ⁶ Btu	wscm/J	wscf/10 ⁶ Btu	scm/J	scf/10 ⁶ Btu
Уголь						
Антрацит ²	2.71x10 ⁻⁷	10,100	2.83x10 ⁻⁷	10,540	0.530x10 ⁻⁷	1,970
Битуминозный уголь ²	2.63x10 ⁻⁷	9,780	2.86x10 ⁻⁷	10,640	0.484x10 ⁻⁷	1,800
Лигнит	2.65x10 ⁻⁷	9,860	2.21x10 ⁻⁷	11,950	0.513x10 ⁻⁷	1,910
Топливо ³	2.47x10 ⁻⁷	9,190	2.77x10 ⁻⁷	10,320	0.383x10 ⁻⁷	1,420
Газ						
Природный	2.34x10 ⁻⁷	8,710	2.85x10 ⁻⁷	10,610	0.287x10 ⁻⁷	1,040
Пропан	2.34x10 ⁻⁷	8,710	2.74x10 ⁻⁷	10,200	0.321x10 ⁻⁷	1,190
Бутан	2.34x10 ⁻⁷	8,710	2.79x10 ⁻⁷	10,390	0.337x10 ⁻⁷	1,250
Древесина	2.48x10 ⁻⁷	9,240	--	--	0.492x10 ⁻⁷	1,830
Древесная кора	2.58x10 ⁻⁷	9,600	--	--	0.516x10 ⁻⁷	1,920
Муниципальные отходы	2.57x10 ⁻⁷	9,570	--	--	0.488x10 ⁻⁷	1,820
Твердые отходы	--					

¹ Определяются в стандартных условиях: 20°C (68°F) и 760 мм рт.ст. (29.92 д рт.ст.)

² Классифицируются согласно ASTM D 388.

³ Неочищенная нефть, остатки нефтепродуктов или дистиллятное топливо.

Используются коэффициенты F_d — они представляют стехиометрический объем сухого отработавшего газа в расчете на единицу потребляемой энергии. Коэффициенты F_w и F_c представляют объем влажного отработавшего газа и объем CO₂ соответственно.

Прежде всего, пересчитывается объем сухого отработавшего газа USEPA при стехиометрических условиях, чтобы получить объем отработавшего газа (DFGV_{ref}) для требуемого содержания кислорода при н.у. и для низшей потребляемой энергии.

$$F_d' = F_d \cdot (273/293) \cdot ((CV_{\text{выш}})/CV_{\text{низш}})$$

Здесь:

F_d' – стехиометрический объем сухого отработавшего газа при н.у. в расчете на единицу чистой потребляемой энергии – м³/Дж⁻¹

F_d – коэффициент US EPA (20 °C и высшая потребляемая энергия)

273/293 – объемная поправка — отношение температур в Кельвинах

Обратите внимание, что при этом нужно знать отношение высшей теплоты сгорания топлива к низшей. Показательные отношения, приведенные ниже, основываются на данных Великобритании (DUKES 2007).

Топливо	CV _{высш}	CV _{низш}	Единицы измерения	Отношение высшей/низшей
Уголь для электростанции	26,2	24,9	ГДж/т	1,05
Промышленный уголь	26,6	25,3	ГДж/т	1,05
Древесина	11,9	10	ГДж/т	1,08
Тяжелое дизельное топливо	43,3	41,2	ГДж/т	1,05
Газойл	45,6	43,4	ГДж/т	1,05
Природный газ	39,8	35,8	МДж/м ³	1,11

Теперь можно рассчитать объем сухого отработавшего газа при стандартном содержании кислорода:

$$F_{dref} = F_d' \cdot (20.9 / (20.9 - [O_{2ref}]))$$

Коэффициент выбросов загрязняющего вещества ($EF_{thermal}$) может быть рассчитан умножением приведенной концентрации загрязняющего вещества на объем сухого отработавшего газа при той же самой приведенной концентрации кислорода. Например, при 15 % кислорода:

$$EF_{thermal} = [X]_{15\%} \cdot F_{d15\%}$$

Коэффициенты выбросов выражаются различными способами, и все они обычно пересчитываются, используя физические или другие свойства топлива.

Например, коэффициенты выброса массы можно получить умножением коэффициента теплового выброса, рассчитанного выше, на низшую теплоту сгорания топлива.

$$EF = EF_{thermal} \cdot CV$$

где:

$EF_{тепл}$ - коэффициент теплового выброса, выраженный в единицах, которые подходят для пользователя (например, г/ГДж¹);

CV - низшая теплота сгорания топлива в подходящих единицах, которые подходят к единицам коэффициента выброса.

Рисунки с примерами для корреляции концентраций выброса с коэффициентами выброса из метода 19 USEPA метод 19; коэффициенты F приведены на рис. С1 и С2.

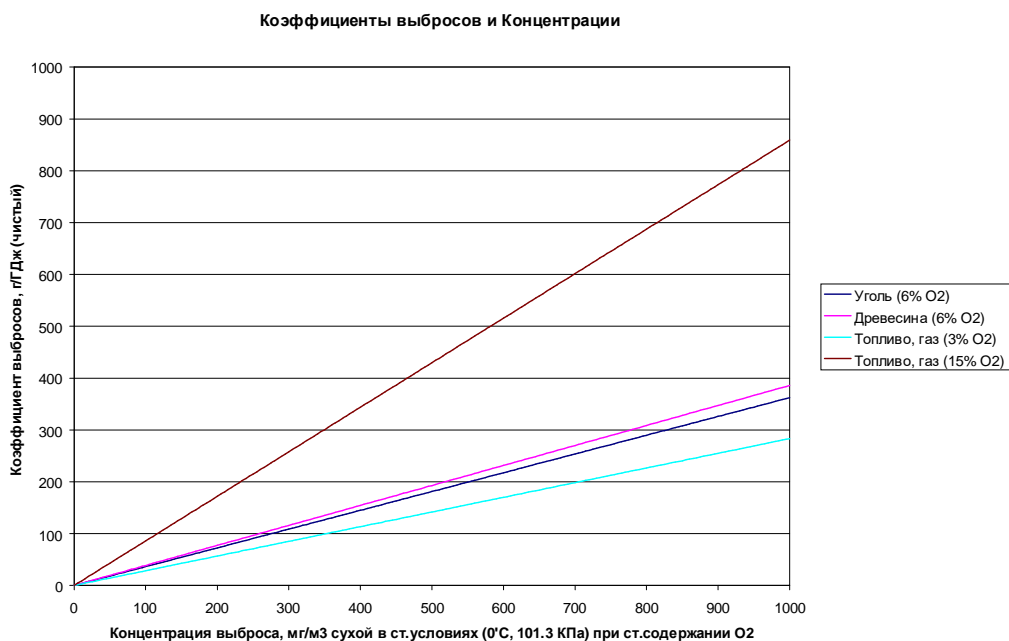


Рис. Е1. Коэффициенты выброса — выбранные топлива и приведенные концентрации до 1 000 мг/м³

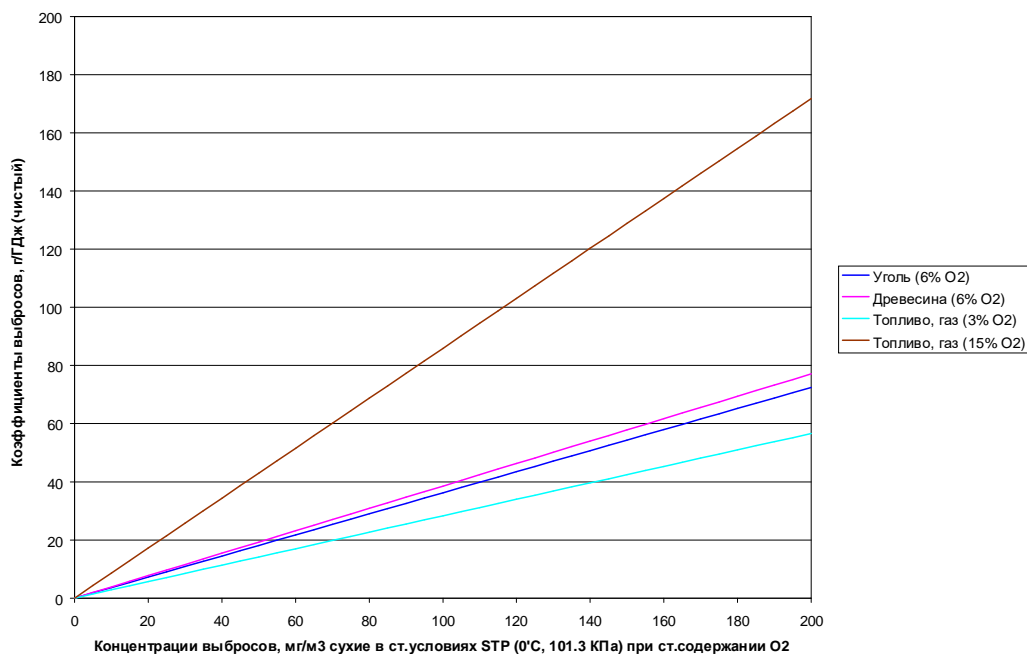


Рис. Е2. Коэффициенты выброса — выбранные топлива и приведенные концентрации до 200 мг/м³

Приложение F. Коэффициенты выбросов из более ранних выпусков Руководства

Глава В111

Таблица 24: Коэффициенты выброса NO_x [г/ГДж] для установок для сжигания

Тип топлива				Код NAPFUE	Тепловая мощность котла (МВт)						
					≥ 300 ³²⁾		≥ 50 и < 300 ³²⁾				
					Type of boiler ⁴³⁾		Type of boiler				
				DBB/котел ²⁷⁾	WBB	FBC CFBC	DBB/котел ²⁷⁾	WBB			
s	уголь	hc	коксование	101	см. таблицу 25	см. таблицу 25	70 ¹⁾	см. таблицу 25	см. таблицу 25		
s	уголь	hc	пар	102	см. таблицу 25	см. таблицу 25	70 ¹⁾	см. таблицу 25	см. таблицу 25		
s	уголь	hc	полубитуминозный	103	см. таблицу 25	см. таблицу 25	70 ¹⁾	см. таблицу 25	см. таблицу 25		
s	уголь	bc	бурый уголь/лигнит	105	см. таблицу 25	X	70 ¹⁾	см. таблицу 25	X		
s	уголь	bc	брикеты	106							
s	кокс	hc	коксовая печь	107							
s	кокс	bc	коксовая печь	108							
s	кокс		бензин	110				300 ¹⁾			
s	биомасса		древесина	111				200 ^{1),15)}			
s	биомасса		древесный уголь	112							
s	биомасса		торф	113	300 ^{1),28)}			300 ¹⁾			
s	отходы		муниципальные	114							
s	отходы		промышленные	115							
s	отходы		древесина	116							
s	отходы		сельскохозяйственные	117							
I	жидкое топливо		остаточный нефтепродукт	203	210 ^{1),29)} , 260 ^{1),28)} , 155 - 296 ^{19),20)}					150 ^{1),29)} , 170 ^{1),29)} , 190 ^{1),30)} , 210 ^{1),30)}	
I	жидкое топливо		газойл	204	64 - 68 ²¹⁾					100 ¹⁾	
I	жидкое топливо		дизельное топливо	205							
I	керосин			206							
I	топливо		моторное	208							
I	нафта			210							
I	черный щелок			215							
g	газ		природный	301	170 ¹⁾ , 48 - 333 ^{22),23)}			125 ^{1),25)} , 150 ^{1),26)} , 48 - 333 ^{22),23),24)}			

g	газ	сжиженный нефтяной газ	303	88 - 333 ^{23),24)}		88 - 333 ^{23),24)}	
g	газ	коксовый	304	150 ¹⁾ , 88 - 333 ^{23),24)}		110 ^{1),25)} , 130 ^{1),26)} , 88 - 333 ^{23),24)}	
g	газ	доменный	305	95 ¹⁾ , 88 - 333 ^{23),24)}		65 ^{1),25)} , 80 ^{1),26)} , 88 - 333 ^{23),24)}	
g	газ	коксовый и доменный	306	88 - 333 ^{23),24)}		88 - 333 ^{23),24)}	
g	газ	отработавший	307	88 - 333 ^{23),24)}		88 - 333 ^{23),24)}	
g	газ	нефтезаводской	308	88 - 333 ^{23),24)}		140 ¹⁾ , 88 - 333 ^{23),24)}	
g	газ	биогаз	309	88 - 333 ^{23),24)}		88 - 333 ^{23),24)}	
g	газ	из газового дегтя	311				

Таблица 24: продолжение

> 50 и < 300 ³²⁾			Тепловая мощность котла (МВт)						нет спецификации CORINAIR 90 ⁴⁴⁾			
			< 50 ³²⁾									
Тип котла			Тип котла						Газовые турбины		Стационарные двигатели	
FBC	GF	DBB/котел ²⁷⁾	WBB	PFBC	FBC	AFBC	GF	SC	CC	CI	SI	
PFBC	CFBC	GF		PFBC	CFBC	AFBC	GF					
150 ¹⁾	70 ¹⁾	150 ¹⁾			70 ¹⁾		150 ¹⁾					
150 ¹⁾	70 ¹⁾	150 ¹⁾			70 ¹⁾		150 ¹⁾					
150 ¹⁾	70 ¹⁾	150 ¹⁾			70 ¹⁾		150 ¹⁾					
150 ¹⁾	70 ¹⁾	150 ¹⁾			70 ¹⁾		150 ¹⁾					
		300 ¹⁾		300 ¹⁾	300 ¹⁾							
		200 ¹⁾ , 33 - 115 ¹⁵⁾					200 ^{1),15)}					
160 ¹⁾	100 ¹⁾	230 ¹⁾		160 ¹⁾	100 ¹⁾							
		90 - 463 ^{16),17)} 139 - 140 ¹⁸⁾					90 - 463 ^{16),17)} 139 - 140 ¹⁸⁾					
		88 ⁶⁾										
		140 ^{1),29)} , 180 ^{1),30)}						250 ⁴⁵⁾		1,090-1,200 ⁴⁵⁾		
		80 ¹⁾ , 100 ¹⁾						120 ^{1),35)} , 350 ^{1),33)} , 380 ^{1),34)} , 780 ^{1),36)}		100 - 1,200 ⁴⁵⁾		
								100 - 700 ⁴⁵⁾ , 300 ⁴⁶⁾		600 ^{1),37),42)} , 1,200 ^{1),38)}	1,000 ^{1),40),42)} , 1,800 ^{1),39),42)}	
		100 ¹⁾ , 48 - 333 ^{22),23),24)}						150 - 360 ⁴⁵⁾		600 ^{1),37),42)} , 1,200 ^{1),38),42)}	1,000 ^{1),40),42)} , 1,800 ^{1),39),42)}	
		88 - 333 ^{23),24)}						188 ^{4),41)}				
		90 ^{1),23),24)}										
		88 - 333 ^{23),24)}										
		88 - 333 ^{23),24)}										
		88 - 333 ^{23),24)}										
		140 ^{1),23),24)}										
		88 - 333 ^{23),24)}										
								150-151 ⁴⁵⁾				

- 1) CORINAIR 1992 /80/, без первичных мер
- 2) Ratajczak 1987 /103/, Kolar 1990 /17/
- 3) Lim 1982 /91/, Kolar 1990 /17/
- 4) Mobley 1985 /96/, Kolar 1990 /17/
- 5) LIS 1977 /92/
- 6) Radian 1990 /102/, IPCC 1994 /88/, без первичных мер
- 7) UBA 1985 /111/, Kolar 1990 /17/
- 8) Kolar 1990 /17/
- 9) Bartok 1970 /75/, Kolar 1990 /17/
- 10) Kremer 1979 /90/, Kolar 1990 /17/
- 11) UBA 1981 /110/, Kolar 1990 /17/
- 12) LIS 1987 /93/
- 13) Davids 1984 /81/, Kolar 1990 /17/
- 14) Ministry 1980 /95/, Kolar 1990 /17/
- 15) котел энергетической установки: 112⁶⁾, котел в коммерческом секторе: 33⁶⁾, котел в промышленном секторе: 115⁶⁾
- 16) котел энергетической установки (GF): 140⁶⁾, котел в коммерческом секторе: 463⁶⁾, открытое сжигание в коммерческом секторе: 3⁶⁾ кг/мг отходов
- 17) GF: 90 - 180⁸⁾
- 18) промышленное сжигание (крупные топки): 140⁶⁾, промышленное сжигание (небольшие топки): 139⁶⁾
- 19) DBV (электростанции): 240¹¹⁾, 245¹⁰⁾, 296⁹⁾, 270¹⁰⁾
- 20) котел энергетической установки: 201⁶⁾, котел в коммерческом секторе: 155⁶⁾, котел в промышленном секторе: 161⁶⁾
- 21) котел энергетической установки: 68⁶⁾, котел в коммерческом секторе: 64⁶⁾
- 22) котел энергетической установки: 267⁶⁾, котел в коммерческом секторе: 48⁶⁾, котел в промышленном секторе: 67⁶⁾
- 23) электростанция: 160⁹⁾, 170¹⁰⁾, 185¹⁰⁾, 190¹¹⁾, 215¹⁰⁾, 333¹³⁾
- 24) промышленность: 88⁹⁾, 100¹¹⁾
- 25) 50 - 100 МВт
- 26) 100 - 300 МВт
- 27) DBV для сжигания угля; котел для других типов топлива
- 28) сжигание с настенным расположением горелок
- 29) сжигание с угловым расположением горелок
- 30) сжигание с настенным/нижним расположением горелок
- 31) сжигание с настенным/угловым расположением горелок
- 32) Коэффициенты выбросов [г/ГДж] даны со значением полной мощности рабочего режима.
- 33) нет спецификации
- 34) с диффузионной топкой
- 35) современный с предварительным смесителем
- 36) выделяется от авиационных двигателей
- 37) камера впрыска
- 38) прямой впрыск
- 39) 4-тактные двигатели
- 40) 2-тактные двигатели
- 41) 80^{1),35)}, 250^{1),33)}, 160 - 480^{1),34)}, 650^{1),36)}
- 42) 1000^{1),33)}

- ⁴³⁾ Образование термического NO наиболее связано с температурой горения, чем с установкой топки в котле /64/. Следовательно, коэффициенты выбросов не даны при различной установке топки (например, сжигание с угловым расположением горелок).
- ⁴⁴⁾ Данные CORINAIR90 об установках для сжигания представляют их как точечные источники с тепловой мощностью > 300, 50 - 300, <50 МВт
- ⁴⁵⁾ Данные CORINAIR90 об установках для сжигания представляют их как точечные источники
- ⁴⁶⁾ AP42 /115/

Таблица 25: Коэффициенты выброса NO_x [г/ГДж] для сжигания угля согласно модели (см. Приложения 4 и 5)

Тип топлива			Страна, где добывается уголь	Код NAPFUE	Н _u [МДж/кг] (по массе)	Тепловая мощность котла [МВт] ≥ 50 ²⁾									
						Тип котла					WBB				
						ТЧ0 ¹⁾	ТЧ1	DBB		ТЧ4	ТЧ0	ТЧ1	ТЧ2	ТЧ3	ТЧ4
η = 0	η = 0.20	η = 0.45	η = 0.45	η = 0.60	η = 0	η = 0.20	η = 0.45	η = 0.40	η = 0.60						
s	уголь	hc	Австралия	(101)	34	568	454	312	312	227	703	562	387	422	281
			Канада	(101)	33	500	405	278	278	202	627	501	345	376	251
			Китай	(101)	32	413	331	227	227	165	512	409	281	307	205
			Колумбия	(101)	32	535	428	394	394	214	662	529	364	397	265
			Чехия	(101)	34	483	387	266	266	193	598	479	329	359	239
			Франция	101	35	374	299	205	205	149	463	370	254	278	185
			Германия RAG	102	35	384	307	211	211	154	476	381	262	285	190
			Германия Другие компании	101	30	495	396	272	272	198	613	490	337	368	245
			СНГ	(101)	32	308	247	169	169	123	382	305	210	229	153
			Венгрия	101	34	401	320	220	220	160	496	397	273	298	198
			Индия	103	30	551	441	303	303	220	682	545	375	409	273
			Южная Африка	(101)	32	569	456	313	313	228	705	504	388	423	282
			США	(101)	34	563	450	310	310	225	697	558	383	418	279
			Венесуэла	(101)	34	588	471	324	324	235	728	583	401	437	291
						η = 0	η = 0.20	η = 0.45	η = 0.40	η = 0.60					
s	уголь	bc	Чехия	105	28	506	405	278	304	202	X				
			Германия												
			- район Рейна	105	27	325	260	179	195	130					
			- Центральная												
			Германия	105	25	504	403	277	302	202					
			- Восточная												
			Германия	105	26	539	431	296	323	215					
			Венгрия -1	105	36	379	303	208	227	151					
			Венгрия -2	103	28	379	304	209	228	152					
			Польша	105	25	531	425	292	319	213					
Португалия	105	25	461	369	254	277	185								
Турция -2	103	27	725	580	399	435	290								

¹⁾ Коэффициенты выбросов [г/ГДж] даны со значением полной мощности рабочего режима.

- ²⁾ ТЧ0 ... ТЧ4 = наиболее используемой сочетание первичных мер; η = эффективность сокращения [] ТЧ0 – нет первичных мер
ТЧ1 – один вариант первичных мер: LNB;
ТЧ2 – два варианта первичных мер: LNB/SAS
ТЧ3 – два варианта первичных мер: LNB/OFA
ТЧ4 – три варианта первичных мер: LNB/SAS/OFA

Таблица 26: Коэффициенты выброса НМЛОС [г/ГДж] для установок для сжигания

Тип топлива			Код NAPFUE	Тепловая мощность котла (МВт)				нет спецификации CORINAIR 90 ⁶⁾		
				≥ 50		< 50			Газовые турбины	Стационарные двигатели
			котел	GF	котел					
s	уголь	hc	101	3 ⁵⁾ , 30 ²⁾	50 ²⁾	600 ¹⁾	X	3 ⁶⁾		
s	уголь	hc	102	3 ⁵⁾ , 30 ²⁾	50 ²⁾	600 ¹⁾		1 - 15 ⁶⁾		
s	уголь	hc	103	3 ⁵⁾ , 30 ²⁾	50 ²⁾	600 ¹⁾		1.5 - 15 ⁶⁾		
s	уголь	bc	105	30 ^{2),3)}	50 ²⁾			1.5 - 15 ⁶⁾		
s	уголь	bc	106			150 ¹⁾				
s	кокс	hc	107			12 ¹⁾		5 - 15 ⁶⁾		
s	кокс	bc	108							
s	кокс		110					1.5 ⁶⁾		
s	биомасса		111	80 ²⁾		100 ⁵⁾ , 150 ¹⁾ , 400 ⁴⁾		10 - 48 ⁶⁾		
s	биомасса		112							
s	биомасса		113	30 ^{2),3)}	30 ²⁾			3 - 48 ⁶⁾		
s	отходы		114					10 ⁶⁾		
s	отходы		115							
s	отходы		116					40 - 48 ⁶⁾		
s	отходы		117					50 ⁶⁾		
l	жидкое топливо		203	10 ^{2),3)}	X	15 ¹⁾		3 ⁷⁾	1.5 - 47.6 ⁶⁾	
l	жидкое топливо		204	5 ²⁾		5 ²⁾ , 1.5 - 2 ⁷⁾		50 ⁷⁾	1.5 - 100 ⁷⁾ , 100 ²⁾	1.5 - 9.3 ⁶⁾
l	жидкое топливо		205							
l	керосин		206						3 ⁶⁾	
l	топливо		208							
l	нафта		210						3 ⁶⁾	
l	черный щелок		215						3 ⁶⁾	
g	газ		301	5 ²⁾	X		5 ²⁾ , 2.5 - 4 ⁷⁾	200 ²⁾	2 - 4 ⁶⁾	
g	газ		303							2 - 2.6 ⁶⁾
g	газ		304							2.5 - 167 ⁶⁾
g	газ		305							1 - 2.5 ⁶⁾
g	газ		306							
g	газ		307							2.5 ⁶⁾
g	газ		308	25 ²⁾			2.5 ⁷⁾			2.1 - 10 ⁶⁾
g	газ		309							2.5 ⁶⁾
g	газ		311							
g	газ									

¹⁾ LIS 1977 /92/ ²⁾ CORINAIR 1992 /80/ ³⁾ Только DBB ⁴⁾ потребители с малой нагрузкой, для сравнения /24/ ⁵⁾ электростанции, для сравнения /24/

⁶⁾ Данные CORINAIR90 об установках для сжигания представляют их как точечные источники с тепловой мощностью > 300, 50 - 300, <50 МВт

⁷⁾ Данные CORINAIR90, точечные источники

Таблица 28: Коэффициенты выброса CO [г/ГДж] для установок для сжигания

Тип топлива				Код NAPFUE	Сжигание на электростанциях			Тип сжигания		Сжигание в промышленном секторе			Газовые турбины	Стационарные двигатели
					DBB/WBB/ котлы ¹⁾	GF стокер		Сжигание в коммерческом секторе		DBB/WBB/ котел ¹⁾	GF стокер			
					забрасыватель	передвижной	котел	GF	забрасыватель	передвижной				
s	уголь	hc	коксование	101	14 ³⁾	121 ³⁾		195 ³⁾		9.7 ²⁾ , 13 ⁴⁾	81 ²⁾ , 115 ⁴⁾	97.2 ²⁾		
s	уголь	hc	пар	102	14 ³⁾	121 ³⁾		195 ³⁾		9.7 ²⁾ , 13 ⁴⁾	115 ⁴⁾	9.7 ²⁾		
s	уголь	hc	полубитуминозный	103	14 ³⁾	121 ³⁾		195 ³⁾		9.7 ²⁾ , 13 ⁴⁾	81 ²⁾ , 115 ⁴⁾	97.2 ²⁾		
s	уголь	bc	бурый уголь/лигнит	105	14 ³⁾	121 ³⁾		195 ³⁾		16 ²⁾ , 13 ⁴⁾	133 ²⁾ , 115 ⁴⁾	160 ²⁾		
s	уголь	bc	брикеты	106										
s	кокс	hc	коксовая печь	107										
s	кокс	bc	коксовая печь	108										
s	кокс		бензин	110										
s	биомасса		древесина	111	1,473 ³⁾			199 ³⁾		1,504 ³⁾				
s	биомасса		древесный уголь	112										
s	биомасса		торф	113										
s	отходы		муниципальные	114		98 ^{3),6)}		19 ³⁾			19 ^{3),7)} , 96 ^{3),7)} , 42 кг/мг ^{-3),8)}			
s	отходы		промышленные	115										
s	отходы		древесина	116										
s	отходы		сельскохозяйственные	117				58 кг/мг ^{-3),8)}						
l	жидкое топливо		остаточный нефтепродукт	203	15 ³⁾			17 ³⁾		15 ³⁾			10 - 15 ¹⁰⁾	100 ¹⁰⁾
l	жидкое топливо		газойл	204	15 ³⁾			16 ³⁾		12 ³⁾			10 - 20 ¹⁰⁾ 20.6 ¹¹⁾	12 - 1,130 ¹⁰⁾
l	жидкое топливо		дизельное топливо	205										
l	керосин			206										
l	топливо		моторное	208										
l	нафта			210										
l	черный щелок			215										
g	газ		природный	301	19 ³⁾			9.6 ³⁾		17 ³⁾ , 13 ⁵⁾				10 - 20 ¹⁰⁾ , 32 ³⁾
g	газ		сжиженный нефтяной газ	303										

- 1) DBB/WBB для сжигания угля; котел для других типов топлива
- 2) EPA 1987 /85/, CORINAIR 1992 /80/
- 3) Radian 1990 /102/, IPCC 1994 /88/, без первичных мер
- 4) OECD 1989 /100/, CORINAIR 1992 /80/
- 5) CORINAIR 1992 /80/, часть 8
- 6) горение на решетке без спецификаций
- 7) малое сжигание 19 г/ГДж, крупное сжигание 96 г/ГДж
- 8) открытое сжигание
- 9) Данные CORINAIR90 об установках для сжигания представляют их как точечные источники с тепловой мощностью > 300, 50 - 300, <50 МВт
- 10) Данные CORINAIR90, точечные источники
- 11) AP42 /115/

Глава В111(С1)ТЧv1

Таблица 8.2а. Коэффициенты выброса при сжигании каменного угля

Топливо	NAPFUE	Коды НО	Описание вида деятельности	Подробные сведения о деятельности	Коэффициент выброса			Примечания
					ОКВЧ	ТЧ ₁₀	ТЧ _{2.5}	
Каменный уголь								
Битуминозный уголь	101	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	FF < 20 мг/Нм ³	6	6	5	СЕРМЕИР 'ВАТ'
				ESP (или FF) < 50 мг/ Нм ³	15	12	6	Масштабировано из коэффициента ESP СЕРМЕИР . ОКВЧ приведено к номинальному предельному значению 100 мг/ Нм ³
				ESP < 100 мг/ Нм ³	30	25	12	Из СЕРМЕИР для полубитуминозного угля 'высокоэффективный ESP', ОКВЧ приведено к номинальной предельной величине 100 мг/ Нм ³
				ESP старый/традиционный < 500 мг/ Нм ³	140	70	17	СЕРМЕИР
				Модуль с многоциклонным пылеулавливанием	100	60	35	СЕРМЕИР
				Модуль, без мер сокращения выбросов или с циклонным пылеулавливанием	500	250	100	СЕРМЕИР (Прим.: такая большая концентрация выброса применима лишь к нескольким установкам, если применима вообще)
Полубитуминозный уголь	103	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	FF < 20 мг/ Нм ³	6	6	5	СЕРМЕИР 'ВАТ'
				ESP (ог FF) < 50 мг/ Нм ³	15	12	6	Нормирована по коэффициенту ESP СЕРМЕИР (ОКВЧ приведено к номинальной предельной величине 100 мг/ Нм ³)
				ESP < 100 мг/ Нм ³	30	25	12	Полубитуминозный уголь СЕРМЕИР с 'высокоэффективным ESP', ОКВЧ приведено к номинальной предельной величине 100 мг/ Нм ³
				ESP старый/традиционный < 500 мг/ Нм ³	140	70	17	СЕРМЕИР
				Модуль с многоциклонным	100	60	35	СЕРМЕИР

Топливо	NAPFUE	Коды НО	Описание вида деятельности	Подробные сведения о деятельности	Коэффициент выброса			Примечания
				пылеулавливанием				
				Модуль, без мер по сокращению выбросов или с циклонным пылеулавливателем	500	250	100	СЕРМЕIP (меньший из двух коэффициентов ОКВЧ, 800 г/ГДж для небольших установок без мер по сокращению выбросов при такой высокой концентрации выброса, которая применима лишь к нескольким установкам, если применима вообще)
Кокс	107	1.А.1.б	Очистка нефти и нефтепродуктов	Неконтролируемый вид деятельности	500	250	100	Кокс вряд ли будет использован как первичное топливо, при совместном сжигании следует использовать коэффициент для первичного топлива

Таблица 8.2b. Коэффициенты выбросов при сжигании бурого угля

Топливо	NAPFUE	Коды НО	Описание вида деятельности	Подробные сведения о деятельности	Коэффициент выброса			Примечания
					ОКВЧ	ТЧ ₁₀	ТЧ _{2.5}	
Бурый уголь	105	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Современные FF < 20 мг/ Нм ³	9	8	6	СЕРМЕИР 'ВАТ'
				Высокоэффективный ESP (или FF)	40	30	14	СЕРМЕИР
				Традиционная крупная установка с многоциклонным пылеулавливанием	100	60	35	СЕРМЕИР
Торф	113	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Современные средства сокращения выбросов (FF) < 30 мг/ Нм ³	9	8	6	СЕРМЕИР
				Эффективные средства сокращения выбросов, < 50 мг/ Нм ³	20	15	10	ОКВЧ нормированы по предельной величине выброса в 50 мг/ Нм ³
				Эффективные средства сокращения выбросов, < 100 мг/ Нм ³	40	30	20	ОКВЧ нормированы по предельной величине выброса в 100 мг/ Нм ³
				Традиционная технология	120	40	20	СЕРМЕИР
				Традиционная небольшая, многоциклонная	300	40	20	СЕРМЕИР

Таблица 8.2с. Коэффициенты выбросов при сжигании прочего твердого топлива

Топливо	NAFUE	Коды НО	Описание вида деятельности	Подробные сведения о деятельности	Коэффициент выброса			Примечания
					ОКВЧ	ТЧ ₁₀	ТЧ _{2,5}	
Муниципальные твердые отходы	114	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Эффективные средства сокращения выбросов (НДТ)	15	13	10	СЕРМЕИР (Прим.: этот коэффициент следует использовать с осторожностью, поскольку сжигание отходов часто находится под контролем национальных/международных нормативов при более строгих ТУ)
				Традиционные средства сокращения выбросов	100	70	55	СЕРМЕИР (контролируемое оптимизируемое сжигание), (Прим. этот коэффициент следует использовать с осторожностью, поскольку сжигание отходов часто находится под контролем национальных/международных нормативов при более строгих ТУ)
Промышленные отходы	115	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Эффективные средства сокращения выбросов (НДТ)	15	13	10	СЕРМЕИР (Прим. этот коэффициент следует использовать с осторожностью, поскольку сжигание отходов часто находится под контролем национальных/международных нормативов при более строгих ТУ)
				Традиционные средства сокращения выбросов	100	70	55	СЕРМЕИР (неконтролируемое, оптимизированное сжигание), (Прим. этот коэффициент следует использовать с осторожностью, поскольку сжигание отходов часто находится под контролем национальных/международных нормативов при более строгих ТУ)
				Более ранние, небольшие без средств сокращения выбросов	600	350	210	СЕРМЕИР (неконтролируемое, оптимизированное сжигание), (Прим. этот коэффициент следует использовать с осторожностью, поскольку сжигание отходов часто находится под контролем национальных/международных нормативов при более строгих ТУ)

Таблица 8.2d. Коэффициенты выбросов для процессов сжигания с использованием природного газа

Топливо	NAFUE	Коды NO	Описание вида деятельности	Подробные сведения о деятельности	Коэффициент выброса			Примечания
					OKBЧ	TЧ ₁₀	TЧ _{2.5}	
Природный газ	301	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Горелки с оптимальным режимом горения	0.1	0.1	0.1	СЕРМЕIP
				Традиционные установки	0.2	0.2	0.2	СЕРМЕIP
				Традиционные установки	0.9	0.9	0.9	USEPA поддающийся фильтрации

Таблица 8.2е. Коэффициенты выбросов при сжигании генераторного газа

Топливо	NAPFUE	Коды НО	Описание вида деятельности	Подробные сведения о деятельности	Коэффициент выброса			Примечания
					ОКВЧ	ТЧ ₁₀	ТЧ _{2,5}	
Газ из газового дегтя	311	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Чистое топливо, эффективное горение	0.1	0.1	0.1	СЕРМЕИР
				Чистое топливо, традиционная установка	0.2	0.2	0.2	СЕРМЕИР (традиционная установка)
				Традиционная установка	5	5	5	СЕРМЕИР (высокий уровень частиц из-за качества топлива)
Другое газообразное топливо	314	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Чистое топливо, эффективное горение	0.1	0.1	0.1	СЕРМЕИР
				Традиционная установка	5	5	5	СЕРМЕИР
Газ из коксовой печи	304	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция, коксовые печи	Чистое топливо, эффективное горение	0.1	0.1	0.1	СЕРМЕИР
				Чистое топливо, традиционная установка	0.2	0.2	0.2	СЕРМЕИР (традиционная установка)
				Традиционная установка	5	5	5	СЕРМЕИР
Доменный газ	305	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция, коксовые печи	Чистое топливо, эффективное горение	0.1	0.1	0.1	СЕРМЕИР
				Чистое топливо, традиционная установка	0.2	0.2	0.2	СЕРМЕИР (традиционная установка)
				Традиционная установка	5	5	5	СЕРМЕИР

Таблица 8.2f. Коэффициенты выбросов при сжигании тяжелого дизельного топлива

Топливо	NAPFUE	Коды НО	Описание вида деятельности	Подробные сведения о деятельности	Коэффициент выброса			Примечания
					ОКВЧ	ТЧ ₁₀	ТЧ _{2,5}	
Остаточный нефтяной продукт	203	Различные	Электростанция, СНР установка, тепловая станция	Топливо с низким содержанием серы с оптимизированной горелкой и мерами по снижению	3	3	2.5	СЕРМЕИР (примерно 10 мг/ Нм ³ или НДТ)
				Топливо с низким содержанием серы, эффективное сгорание	14	12	10	СЕРМЕИР (примерно 50 мг/ Нм ³)
				Топливо с умеренно низким содержанием серы, традиционная установка	20	15	9	СЕРМЕИР (примерно 70 мг/ Нм ³)
				Топливо с умеренно низким содержанием серы, традиционная установка	60	50	40	СЕРМЕИР (наиболее высокий из двух используемых входов. Примерно 200 мг/ Нм ³)
				Топливо с высоким содержанием серы	210	190	130	СЕРМЕИР (нижним из двух входов для используемого топлива с высоким содержанием серы (более высоким входом 240 г/ГДж для ОКВЧ). Очень высокая концентрация выброса (примерно 750 мг/ Нм ³)
Нефтяной кокс	110	1.А.1.б	Установки по нефтепереработке	Традиционные, многоциклонные	100	60	35	СЕРМЕИР. Коэфф. битуминозного угля подходит больше.

Таблица 8.2g. Коэффициенты выброса при сжигании прочего жидкого топлива

Топливо	NAPFUE	Коды НО	Описание вида деятельности	Подробные сведения о деятельности	Коэффициент выброса			Примечания
					ОКВЧ	ТЧ ₁₀	ТЧ _{2,5}	
Газ/дизельное топливо	205	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Оптимизированная горелка	2	2	2	СЕРМЕИР
				Традиционная горелка	5	5	5	
Нафта	210	1.А.1.б	Нефтеперерабатывающие установки	Все модули	5	5	5	СЕРМЕИР
Сжиженный нефтяной газ	303	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Оптимизированная горелка	0,1	0,1	0,1	СЕРМЕИР
				Традиционная горелка	5	5	5	
Нефтезаводской газ	308	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Оптимизированная горелка	0,1	0,1	0,1	СЕРМЕИР
				Традиционная горелка	5	5	5	
Другие виды топлива из нефти	224	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Топливо с низким содержанием серы, оптимизированная горелка	3	3	2,5	СЕРМЕИР
				Топливо с низким содержанием серы, эффективное сжигание	14	12	10	
				Топливо с умеренно низким содержанием серы, традиционная установка	20	15	9	СЕРМЕИР. (примерно 70 мг/ Нм ³)
				Топливо с умеренно низким содержанием серы, традиционная установка	60	50	40	СЕРМЕИР (используется самый высокий из аналогичных входов с ОКВЧ в 35, 40, 50 и 60. Примерно 200 мг/ Нм ³)
				Топливо с высоким содержанием серы	210	190	130	СЕРМЕИР, наиболее низкий из двух входов для высокого содержания серы. (Это очень высокая концентрация выброса, примерно 750 мг/ Нм ³)

Таблица 8.2h. Коэффициенты выброса при сжигании биомассы

Топливо	NAPFUE	Коды НО	Описание вида деятельности	Подробные сведения о деятельности	Коэффициент выброса			Примечания
					ОКВЧ	ТЧ ₁₀	ТЧ _{2,5}	
Древесина	111	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Современный модуль с FF, < 20 мг/ Нм ³ ОКВЧ	7	7	6	ОКВЧ нормированы по эталонной НДТ, применяемые фракции основаны на битуминозном угле
				Более ранние модули, < 100 мг/ Нм ³ ОКВЧ	35	25	12	ОКВЧ нормированы по эталонной НДТ, применяемые фракции основаны на битуминозном угле
				Традиционные установки без мер сокращения выбросов	100	70	55	СЕРМЕИР (многоциклонная установка, без мер сокращения выбросов)
				Традиционные, с минимальным сокращением	160	150	150	СЕРМЕИР для традиционных установок
Древесный уголь	112	1.А.2.с	Химикалии	Крупные, традиционные модули с многоциклонными установками для пылеулавливания	100	60	35	СЕРМЕИР , древесный уголь применяется очень редко
					400	100	35	СЕРМЕИР , древесный уголь применяется очень редко
Черный щелок	215	1.А.2.f	Текстиль и кожа (пульпа и бумага)	Традиционные установки	160	150	150	СЕРМЕИР (Прим.: такие высокие концентрации выброса применимы лишь к нескольким, если применимы вообще, установкам)
Биогаз	309	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Современные оптимизированные установки	3	3	2,5	(СЕРМЕИР , очищенное топливо)
				Традиционные горелки	5	5	5	СЕРМЕИР
				Современные, оптимизированные	20	15	10	СЕРМЕИР (газифицированная установка)

Глава В111(S2)ТЧv2

Коэффициенты выбросов, используемые по умолчанию при использовании упрощенных методов оценки (Уровень 1)

Топливо	Технология	Коэфф. выброса, г/ГДж			Примечания (⁴)
		ОКВЧ	ТЧ ₁₀	ТЧ _{2,5}	
Каменный уголь, (предполагается 20 % зола) Бурый уголь, Другие типы твердого топлива	Угольная пыль, ESP	30	20	9	Основано на AP-42 — предполагает 20 % содержание золы и выброс твердых частиц из твердого минерального топлива, обычно аналогичных углю
	Угольная пыль, псевдооживленный слой, другие FF	7,4	7,4	3,7	
	Циклонная топка, ESP	6,1	4,2	2,3	
	Углеподача с многоциклонной установкой	330	230	27	
	Угольная пыль, ESP + влажный известняк для FGD	6	6	5	Из данных СЕРМЕИР (коэффициенты, используемые по умолчанию US EPA для установок влажной очистки, очень высокие)
Природный газ		0,9	0,9	0,9	Коэффициент AP-42 для выбросов твердых частиц при возможности применения фильтрации
Генераторные газы		5	5	5	Данные СЕРМЕИР , наихудший вариант для генераторных газов
Тяжелое дизельное топливо (1 % S)	Без ограничения выбросов	25	18	13	Предполагается 1 % серы, согласно определению в Директиве ЕС по содержанию серы в жидком топливе
	FGD	1,5	1,5	1,5	
Тяжелое дизельное топливо (3 % S)	Без ограничения выбросов	64	45	33	Предполагается 3 % содержание серы (максимально допустимое в странах ЕС)
	FGD	3,8	3,8	3,7	
Другие типы жидкого топлива	LPG	2,0	2,0	2,0	
Биомасса	FF	51	38	33	AP-42 для отходов древесины
	ESP	28	21	18	

(⁴) Источник: R. Stewart (2006); US EPA AP 42 (1996); СЕРМЕИР (2006).

Таблица 8.2а. Коэффициенты выброса при сжигании каменного угля

Топливо	NAPFUE	Коды НО	Описание вида деятельности	Подробные сведения о деятельности ⁽⁵⁾	Коэффициент выброса			Примечания ⁽⁶⁾
					ОКВЧ	ТЧ ₁₀	ТЧ _{2,5}	
Каменный уголь								
Битуминозный уголь	101	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция	FGD, ESP или FF < 20 мг/ Нм ³ (НДТ)	6	6	5	СЕРМЕИР
				ESP (или FF) < 50 мг/ Нм ³ (LCPD)	15	12	6	Нормировано по коэффициенту с ESP из СЕРМЕИР
				ESP < 100 мг/ Нм ³ (LCPD)	30	25	12	Для полубитуминозного угля из СЕРМЕИР с 'высокоэффективным ESP', ОКВЧ нормированы по EU LCP Директива по существующим установкам до предельной величины в 100 МВт
				Ранние/традиционные ESP < 500 мг/ Нм ³	140	70	17	СЕРМЕИР
				Крупные модули с многоциклонным пылеулавливанием	100	60	35	СЕРМЕИР
				Крупные модули, без пылеподавления или циклонные	500	250	100	СЕРМЕИР (Прим.: такие высокие концентрации выброса подойдут лишь к нескольким установкам, если подойдут вообще)
Полубитуминозный уголь	103	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	FGD, ESP or FF < 20 мг/ Нм ³ (НДТ)	6	6	5	СЕРМЕИР
				ESP (or FF) < 50 мг/ Нм ³ (LCPD)	15	12	6	Нормировано по коэффициенту с ESP из СЕРМЕИР

⁽⁵⁾ КЛЮЧЫЕ ТЕРМИНЫ: FGD: десульфуризация отработавшего газа; ESP: электростатический пылесадитель; FF: тканевый фильтр; НДТ: наилучшая из имеющихся технологий; LCPD: данные по крупным установкам для сжигания

⁽⁶⁾ Источники: R. Stewart (2006); US EPA AP-42 (1996); СЕРМЕИР (2006).

				ESP < 100 мг/ Нм ³ (LCPD)	30	25	12	Для полубитуминозного угля из СЕРМЕИР с 'высокоэффективным ESP', ОКВЧ нормированы по EU LCP Директива по существующим установкам до предельной величины в 100 МВт
				Ранние/традиционные ESP < 500 мг/ Нм ³	140	70	17	СЕРМЕИР
				Традиционные крупные установки с многоциклонным пылеулавливанием	100	60	35	СЕРМЕИР
				Традиционные модули, без мер сокращения выбросов или с циклонным пылеулавливанием	500	250	100	(Прим.: такие высокие концентрации выброса подойдут лишь к нескольким установкам, если подойдут вообще)
Кокс	107							Кокс вряд ли будут использовать как первичное топливо, при совместном сжигании используйте коэффициент для первичного топлива.

Таблица 8.2b. Коэффициенты выброса при сжигании бурого угля

Топливо	NAPFUE	Коды НО	Описание вида деятельности	Подробные сведения о деятельности	Коэффициент выброса			Примечания
					ОКВЧ	ТЧ ₁₀	ТЧ _{2,5}	
Бурый уголь	105	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	FGD, ESP or FF < 20 мг/ Нм ³ (НДТ)	9	8	6	СЕРМЕИР
				Высокоэффективное ESP (или FF)	40	30	14	СЕРМЕИР (Прим.: такие высокие концентрации выброса подойдут лишь к нескольким установкам, если подойдут вообще)
				Традиционная крупная установка с многоциклонным пылеулавливанием	100	60	35	СЕРМЕИР (Прим.: такие высокие концентрации выброса подойдут лишь к нескольким установкам, если подойдут вообще)
				Более ранние ESP	160	80	20	СЕРМЕИР (Прим.: такие высокие концентрации выброса подойдут лишь к нескольким установкам, если подойдут вообще)
				Более ранние установки без средств сокращения выбросов или с циклонным устройством	500	250	100	СЕРМЕИР (Прим.: такие высокие концентрации выброса подойдут лишь к нескольким установкам, если подойдут вообще)
Торф	113	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	НДТ/новая LCPD, современный метод FGD прямо на месте, ESP или FF. < 30 мг/ Нм ³	9	8	6	СЕРМЕИР
				Эффективные меры сокращения выбросов из LCP для крупных объектов, < 50 мг/ Нм ³	20	15	10	ОКВЧ нормированы по предельным выбросам из LCP в 50 мг/Нм-3
				Эффективные меры сокращения выбросов из LCP < 100 МВт, < 100 мг/ Нм ³	40	30	20	ОКВЧ нормировано по предельным выбросам из LCP в 50 мг/Нм-3
				Традиционная технология	120	40	20	СЕРМЕИР
				Традиционная технология для небольших, с многоциклонными установками	300	40	20	СЕРМЕИР

Таблица 8.2с. Коэффициенты выброса при сжигании прочего твердого топлива

Топливо	NAPFUE	Коды НО	Описание вида деятельности	Подробные сведения о деятельности	Коэффициент выброса			Примечания
					ОКВЧ	ТЧ ₁₀	ТЧ _{2.5}	
Муниципальные твердые отходы	114	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Эффективные меры сокращения выбросов (НДТ)	15	13	10	СЕРМЕИР (Прим.: этот коэффициент следует использовать с осторожностью, поскольку сжигание отходов контролируется национальными/международными нормативами по более строгим ТУ)
Твердые отходы				Традиционные меры сокращения выбросов	100	70	55	СЕРМЕИР (оптимизированное горение, без мер сокращения), (Прим.: этот коэффициент следует использовать с осторожностью, поскольку сжигание отходов контролируется национальными/международными нормативами по более строгим ТУ)
Промышленные отходы	115	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Эффективные меры сокращения выбросов (НДТ)	15	13	10	СЕРМЕИР , (Прим.: этот коэффициент следует использовать с осторожностью, поскольку сжигание отходов контролируется национальными/международными нормативами по более строгим ТУ)
				Традиционные меры сокращения выбросов	100	70	55	СЕРМЕИР (оптимизированное горение, без мер сокращения), (Прим.: этот коэффициент следует использовать с осторожностью, поскольку сжигание отходов контролируется национальными /международными нормативами по более строгим ТУ)

Таблица 8.2d. Коэффициенты выброса при сжигании природного газа

Топливо (категория IPCC)	NAFUE	Коды NO	Описание вида деятельности	Подробные сведения о деятельности	Коэффициент выброса			Примечания
					ОКВЧ	ТЧ ₁₀	ТЧ _{2,5}	
Природный газ	301	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Горелка с оптимизированным режимом горения	0,1	0,1	0,1	СЕРМЕИР
				Традиционная установка	0,2	0,2	0,2	СЕРМЕИР
				Традиционная установка	0,9	0,9	0,9	USEPA AP-42 с возможность применения фильтров для твердых частиц (все частицы считаются как ТЧ ₁)

Таблица 8.2е. Коэффициенты выброса при сжигании генераторных газов

Топливо (категория IPCC)	NAFUE	Коды НО	Описание вида деятельности	Подробные сведения о деятельности	Коэффициент выброса			Примечания
					ОКВЧ	ТЧ ₁₀	ТЧ _{2.5}	
Газ из газового дегтя	311	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Очищенное топливо, эффективный процесс горения	0,1	0,1	0,1	СЕРМЕIP
				Очищенное топливо, традиционная установка	0,2	0,2	0,2	СЕРМЕIP (традиционная установка)
				Традиционная установка	5	5	5	СЕРМЕIP (Прим.: высокий выброс частиц обусловлен качеством топлива)
Прочее газообразное топливо	314	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Очищенное топливо, эффективный процесс горения	0,1	0,1	0,1	СЕРМЕIP
				Традиционная установка	5	5	5	СЕРМЕIP
				Традиционная установка	5	5	5	СЕРМЕIP
Газ из коксовой печи	304	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Очищенное топливо, эффективный процесс горения	0,1	0,1	0,1	СЕРМЕIP
				Очищенное топливо, традиционная установка	0,2	0,2	0,2	СЕРМЕIP (традиционная установка)
				Традиционная установка	5	5	5	СЕРМЕIP.
Доменный газ	305	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Очищенное топливо, эффективный процесс горения	0,1	0,1	0,1	СЕРМЕIP
				Очищенное топливо, традиционная установка	0,2	0,2	0,2	СЕРМЕIP (традиционная установка)
				Традиционная установка	5	5	5	СЕРМЕIP.

Таблица 8.2f. Коэффициенты выбросов при сжигании тяжелого дизельного топлива

Топливо (категория IPCC)	NAFUE	Коды NO	Описание вида деятельности	Подробные сведения о деятельности	Коэффициент выброса			Примечания
					OKBЧ	ТЧ ₁₀	ТЧ _{2.5}	
Остаточный нефтяной продукт	203	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Топливо с низким содержанием серы, с оптимизированной горелкой или мерами по сокращению выбросов	3	3	2.5	СЕРМЕИР (эквивалентно примерно 10 мг/ Нм ³ или НДТ)
				Топливо с низким содержанием серы, эффективная система горения	14	12	10	СЕРМЕИР , примерно 50 мг/ Нм ³ (EU LCPD предельное значение для существующей установки)
				Топливо с умеренно низким содержанием серы, традиционная установка	20	15	9	СЕРМЕИР (эквивалентно примерно 70 мг/ Нм ³).
				Топливо с умеренно низким содержанием серы, традиционная установка	60	50	40	СЕРМЕИР , наиболее высоко расположенный из двух входов, использующих примерно 200 мг/ Нм ³
				Топливо с высоким содержанием серы	210	190	130	СЕРМЕИР, самый нижний из входов при использовании топлива с высоким содержанием серы. (Прим.: столь высокая концентрация выброса в 750 мг/ Нм ³ будет применима лишь для нескольких установок, если будет применима вообще)
Нефтяной кокс	110	1.А.1.б	Очистка нефти и нефтепродуктов	Традиционная установка с многоциклонным пылеулавливанием	100	60	35	СЕРМЕИР, Прим. этот коэффициент очень высокий по сравнению с Директивой ЕС LCP для ELV и НДТ крупных установок. Больше подходят коэффициенты для битуминозного угля.

Таблица 8.2g. Коэффициенты выброса при сжигании прочего жидкого топлива

Топливо (категория IPCC)	NAFUE	Коды НО	Описание вида деятельности	Подробные сведения о деятельности	Коэффициент выброса			Примечания
					ОКВЧ	ТЧ ₁₀	ТЧ _{2,5}	
Газ/дизельное топливо	205	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Оптимизированная горелка	2	2	2	СЕРМЕИР
				Традиционная горелка	5	5	5	
Нафта	210	1.А.1.В	Нефтепереработка	Все модули	5	5	5	СЕРМЕИР
Сжиженный нефтяной газ	303	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Оптимизированная горелка	0,1	0,1	0,1	СЕРМЕИР
				Традиционная горелка	5	5	5	
Нефтезаводской газ	308	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Оптимизированная горелка	0,1	0,1	0,1	СЕРМЕИР
				Традиционная горелка	5	5	5	
Другие виды топлива из нефти	224	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Топливо с низким содержанием серы, оптимизированная горелка	3	3	2,5	СЕРМЕИР
				Топливо с низким содержанием серы, эффективная система сжигания	14	12	10	
				Топливо с умеренно низким содержанием серы, традиционная установка	20	15	9	СЕРМЕИР (эквивалентно примерно 70 мг/Нм ³)
				Топливо с умеренно низким содержанием серы, традиционная установка	60	50	40	СЕРМЕИР (наиболее высоко расположенный из аналогичных входов с используемым TSP в 35, 40, 50 и 60. Примерно 200 мг/Нм ³)
				Топливо с высоким содержанием серы	210	190	130	СЕРМЕИР, самый нижний из двух входов для используемого топлива с высоким содержанием серы. (ПРИМ.: это очень высокая концентрация выброса ~ 750 мг/Нм ³)

Таблица 8.2h. Коэффициенты выбросов при сжигании биомассы

Топливо (категория IPCC)	NAFUE	Коды НО	Описание вида деятельности	Подробные сведения о деятельности	Коэффициент выброса			Примечания
					ОКВЧ	ТЧ ₁₀	ТЧ _{2,5}	
Древесина	111	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Современная, модуль НДТ при < 20 мг/Нм-3 ОКВЧ	7	7	6	ОКВЧ нормированы по эталону НДТ, применяемые фракции основаны на битуминозном угле
				Более ранние модули, < 100 мг/Нм-3 ОКВЧ	35	25	12	ОКВЧ нормированы по концентрации выброса, фракции основаны на битуминозном угле
				Традиционная, без мер по сокращению выбросов	100	70	55	СЕРМЕIP (эквивалентно без мер по сокращения выбросов с многоциклонным пылеулавливанием)
Древесный уголь	112	1.А.2.с	Химикалии	Традиционный крупный модуль с многоциклонным пылеулавливанием	100	60	35	СЕРМЕIP (Прим.: использование древесного угля в LCP представляется как очень редкое
Черный щелок	215	1.А.2.f	Текстиль и кожа (пульпа и бумага?)	Традиционная установка	160	150	150	СЕРМЕIP (Прим.: столь высокая концентрация выброса подойдет лишь к нескольким установкам, если подойдет вообще)
Биогаз	309	Различные	Электростанция, теплоэлектростанция, тепловая станция	Современная оптимизированная крупная установка	3	3	2.5	СЕРМЕIP (очищенное топливо)
				Традиционная горелка	5	5	5	СЕРМЕIP
				Современная, оптимизированная	20	15	10	СЕРМЕIP (газификационная установка), представляется высоким для газообразного топлива
				Традиционная установка	160	150	150	СЕРМЕIP (Прим.: столь высокая концентрация выброса подойдет лишь к нескольким установкам, если подойдет вообще)

Глава В111(С3)ТЧv3

Коэффициенты выбросов, используемые по умолчанию при упрощенной методике оценки (Уровень 1)

Топливо	Технология	Коэффициент выброса, г/ГДж ¹			Примечание
		ОКВЧ	ТЧ ₁₀	ТЧ _{2.5}	
Каменный уголь		-	-	-	Не используется
Бурый уголь		-	-	-	Не используется
Прочее твердое топливо		-	-	-	Не используется
Природный газ	Газовая турбина	0,9	0,9	0,9	US EPA
	Зажигание от искры	18	18	18	US EPA двухтактный экономичный, четырехтактный экономичный при 0,04 г/ГДж
Генераторные газы	Газовая турбина	11	11	11	Основывается на US EPA для газа со свалки
Тяжелое дизельное топливо	Дизель	28	23	22	Коэффициент US EPA для дизельных двигателей
Прочее жидкое топливо	Газовая турбина	2,0	2,0	2,0	Коэффициент US EPA для твердых частиц, применимо к другим фракциям
	Дизель	28	23	22	US EPA
Биомасса	Газовая турбина	11	11	11	Газ со свалок
	Газовая турбина	5,7	5,7	5,7	Газ от анаэробного перегнивания

Таблица 9.2а. Коэффициенты выброса для процессов сжигания от газовых турбин

Топливо	NAFUE	Коды NO	Описание вида деятельности	Подробные сведения о деятельности	Коэффициент выброса г/ГДж ¹			Примечания
					ОКВЧ	ТЧ ₁₀	ТЧ _{2,5}	
Природный газ					0,9	0,9	0,9	Sierra (234 испытания), предполагались все ТЧ _{2,5}
Газойл					3	3	3	Sierra (15 испытаний), предполагались все ТЧ _{2,5}

Таблица 9.2в. Коэффициенты выбросов для процесса сжигания при воспламенении от сжатия

Топливо (категория IPCC)	NAFUE	Коды NO	Описания вида деятельности	Подробности вида деятельности	Коэффициент выброса, г/ГДж ¹			Ссылки/комментарии
					ОКВЧ	ТЧ ₁₀	ТЧ _{2,5}	
Природный газ			Двухтопливный двигатель с гидромuftой		11	11	11	LCP BREF, предполагаются все ТЧ _{2,5}
Тяжелое дизельное топливо			Дизельный двигатель		50	41	39	Использовался профиль LCP BREF, 'BAT US EPA
			Дизельный двигатель		< 64	53	50	Использовался профиль LCP BREF, US EPA, подходит к более раннему оборудованию
Газойл			Дизельный двигатель	< 0,02 % серы	< 26	21	20	Профиль LCP BREF, US EPA
			Дизельный двигатель		< 17	14	14	Небольшие модули с дизельным фильтром от микрочастиц, профиль US EPA