Este documento es un instrumento de documentación y no compromete la responsabilidad de las instituciones

►**B**

DIRECTIVA (UE) 2015/652 DEL CONSEJO

de 20 de abril de 2015

por la que se establecen métodos de cálculo y requisitos de notificación de conformidad con la Directiva 98/70/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa a la calidad de la gasolina y el gasóleo

(DO L 107 de 25.4.2015, p. 26)

Rectificada por:

►**C1** Rectificación, DO L 129 de 27.5.2015, p. 53 (2015/652)

▼B

DIRECTIVA (UE) 2015/652 DEL CONSEJO

de 20 de abril de 2015

por la que se establecen métodos de cálculo y requisitos de notificación de conformidad con la Directiva 98/70/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa a la calidad de la gasolina y el gasóleo

EL CONSEJO DE LA UNIÓN EUROPEA,

Visto el Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea,

Vista la Directiva 98/70/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de octubre de 1998, relativa a la calidad de la gasolina y el gasóleo y por la que se modifica la Directiva 93/12/CEE del Consejo ([1]), y, en particular, su artículo 7 *bis*, apartado 5,

Vista la propuesta de la Comisión Europea,

Considerando lo siguiente:

(1) El método de cálculo de las emisiones de gases de efecto invernadero de los combustibles y la energía producidos a partir de fuentes no biológicas que debe establecerse con arreglo al artículo 7 *bis*, apartado 5, de la Directiva 98/70/CE ha de producir informes con la exactitud suficiente para que la Comisión pueda evaluar críticamente el comportamiento de los proveedores en el cumplimiento de las obligaciones que les impone el artículo 7 *bis*, apartado 2, de dicha Directiva. El método de cálculo debe garantizar la exactitud, teniendo al mismo tiempo debidamente en cuenta la complejidad de los requisitos administrativos asociados. Además, debe constituir un incentivo para que los proveedores reduzcan la intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero del combustible que suministren. Debe prestarse asimismo una atención especial a las repercusiones del método de cálculo sobre las refinerías de la Unión. Por esas razones, el método de cálculo debe basarse en las intensidades medias de las emisiones de gases de efecto invernadero correspondientes a un valor medio del sector, representativo de un combustible concreto. Tal proceder tendría la ventaja de reducir la carga administrativa que pesa sobre los proveedores y los Estados miembros. Hoy por hoy, no conviene que el método de cálculo propuesto exija establecer una diferenciación de la intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero en función de la fuente de la materia prima, ya que eso podría afectar a las inversiones actuales en algunas refinerías de la Unión.

(2) En el marco del artículo 7 *bis*, apartado 1, de la Directiva 98/70/CE deben reducirse al mínimo los requisitos de notificación exigibles a los proveedores que sean pequeñas y medianas empresas (pymes) en el sentido en el que las define la Recomendación 2003/361/CE de la Comisión ([2]). Igualmente, los importadores de gasolina y gasóleo refinados fuera de la Unión no deben estar obligados a proporcionar información detallada sobre las fuentes del petróleo crudo utilizado para producir esos combustibles, ya que esa información puede no estar disponible o ser difícil de obtener.

([1]) DO L 350 de 28.12.1998, p. 58.

([2]) Recomendación 2003/361/CE de la Comisión, de 6 de mayo de 2003, sobre la definición de microempresas, pequeñas y medianas empresas (DO L 124 de 20.5.2003, p. 36).

▼B

(3) A fin de ofrecer incentivos para reducir aún más las emisiones de gases de efecto invernadero, las reducciones declaradas de las emisiones desde la fuente, incluso durante la quema en antorcha y el purgado, deben incluirse en el cálculo de las emisiones de gases de efecto invernadero de los proveedores durante el ciclo de vida. Para facilitar la declaración por los proveedores de las reducciones de las emisiones desde la fuente, debe permitirse utilizar distintos sistemas para calcular y certificar las reducciones de emisiones. Únicamente deben ser admisibles los proyectos de reducción de emisiones desde la fuente que comiencen después de la fecha en que se establezcan las normas mínimas para combustibles previstas en el artículo 7 *bis*, apartado 5, letra b), de la Directiva 98/70/CE, es decir, el 1 de enero de 2011.

(4) Los valores por defecto correspondientes a la media ponderada de las emisiones de gases de efecto invernadero, representativos del consumo de petróleo crudo en la Unión, constituyen un método de cálculo simple que permite a los proveedores determinar el contenido de gases de efecto invernadero del combustible que suministran.

(5) Las reducciones de las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas a las emisiones desde la fuente del petróleo y el gas deben calcularse y validarse de acuerdo con principios y normas internacionales, en particular las normas ISO 14064, ISO 14065 e ISO 14066.

(6) Conviene además facilitar que los Estados miembros apliquen la legislación en materia de reducciones de emisiones desde la fuente, incluso durante la quema en antorcha y el purgado. Para ello deben elaborarse orientaciones no legislativas bajo los auspicios de la Comisión, sobre los criterios para cuantificar, verificar, validar, supervisar e informar acerca de esas reducciones de emisiones desde la fuente (incluyendo reducciones durante la quema en antorcha y el purgado en los centros de producción), antes de que termine el período de transposición señalado en el artículo 7 de la presente Directiva.

(7) El artículo 7 *bis*, apartado 5, letra b), de la Directiva 98/70/CE exige el establecimiento de un método para determinar las normas mínimas para combustibles basadas en las emisiones de gases de efecto invernadero del ciclo de vida por unidad de energía de los combustibles fósiles en 2010. Las normas mínimas para combustibles deben basarse en las cantidades consumidas de gasóleo, gasolina, gasóleo para máquinas móviles no de carretera, gas licuado de petróleo y gas natural comprimido, utilizando los datos comunicados de forma oficial por los Estados miembros a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) en 2010. Las normas mínimas para combustibles no deben ser el valor del combustible fósil de referencia utilizado para calcular las reducciones de las emisiones de gases de efecto invernadero de los biocarburantes, pues este debe ser el establecido en el anexo IV de la Directiva 98/70/CE.

(8) Puesto que la composición de la pertinente combinación de combustibles fósiles varía muy poco de año en año, lo mismo ocurrirá con la variación agregada de año en año de la intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero de los combustibles fósiles. Por ello es conveniente que las normas mínimas para combustibles se basen en los datos sobre el consumo medio de la Unión en 2010 transmitidos por los Estados miembros a la CMNUCC.

▼B

(9) Las normas mínimas para combustibles deben ser representativas de una intensidad de las emisiones medias de gases de efecto invernadero desde la fuente y de una intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero de una intensidad de carburante de una refinería de complejidad media para los combustibles fósiles. Por consiguiente, las normas mínimas para combustibles deben calcularse utilizando los respectivos valores medios por defecto. Las normas mínimas para combustibles deben permanecer invariables durante el período que concluye en 2020 para que los proveedores tengan seguridad jurídica respecto a sus obligaciones de reducción de la intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero de los combustibles que suministran.

(10) El artículo 7 *bis*, apartado 5, letra d), de la Directiva 98/70/CE prevé la adopción de una metodología para calcular la contribución de los vehículos eléctricos de carretera a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida. Según esa disposición, el método de cálculo debe ser compatible con el artículo 3, apartado 4, de la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo ([1]). A tal fin debe utilizarse el mismo factor de ajuste para la eficiencia del grupo motopropulsor.

(11) Los proveedores pueden notificar la electricidad suministrada para el transporte por carretera con arreglo a lo dispuesto en el artículo 7 *bis*, apartado 1, de la Directiva 98/70/CE en el marco de sus informes anuales a los Estados miembros. Para limitar los costes administrativos, a los fines de la notificación del proveedor es conveniente que el método de cálculo esté basado en una estimación y no en la medición real del consumo de electricidad de una motocicleta o vehículo de carretera eléctricos.

(12) Procede incluir un planteamiento detallado para estimar la cantidad de biocarburantes y la intensidad de sus emisiones de gases de efecto invernadero cuando un biocarburante y un combustible fósil se someten simultáneamente al mismo procesamiento. Es necesario un método específico porque la cantidad resultante de biocarburante no es medible, como ocurre durante el tratamiento simultáneo con hidrógeno de aceites vegetales y un combustible fósil. El artículo 7 *quinquies*, apartado 1, de la Directiva 98/70/CE dispone que, a los efectos de su artículo 7 *bis* y de su artículo 7 *ter*, apartado 2, la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de los biocarburantes se ha de calcular con el mismo método. Por consiguiente, la certificación de las emisiones de gases de efecto invernadero por sistemas voluntarios reconocidos es válida tanto a los fines del artículo 7 *bis* como a los del artículo 7 *ter*, apartado 2, de la Directiva 98/70/CE.

(13) El requisito de notificación exigido al proveedor por el artículo 7 *bis*, apartado 1, de la Directiva 98/70/CE debe completarse con un formato y unas definiciones armonizados de los datos que deben comunicarse. Deben armonizarse las definiciones de los datos para poder realizar adecuadamente el cálculo de la intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero asociado a la obligación de notificación de cada proveedor, ya que esos datos son esenciales para el método de cálculo armonizado con arreglo

([1]) Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE (DO L 140 de 5.6.2009, p. 16).

▼B

al artículo 7 *bis*, apartado 5, letra a), de la Directiva 98/70/CE. Entre esos datos figuran la identificación del proveedor, la cantidad comercializada de combustible o energía y el tipo de combustible o de energía comercializados.

(14) El requisito de notificación exigido al proveedor por el artículo 7 *bis*, apartado 1, de la Directiva 98/70/CE debe completarse con requisitos armonizados de notificación, un formato de notificación y definiciones armonizadas para los informes de los Estados miembros a la Comisión en lo que respecta a los resultados en materia de emisiones de gases de efecto invernadero que estén dando los combustibles consumidos en la Unión. En concreto, esos requisitos en materia de notificación permitirán la actualización del valor del combustible fósil de referencia descrito en el anexo IV, parte C, punto 19, de la Directiva 98/70/CE y en el anexo V, parte C, punto 19, de la Directiva 2009/28/CE y facilitarán la elaboración del informe exigido con arreglo al artículo 8, apartado 3, y al artículo 9, apartado 2, de la Directiva 98/70/CE, así como la actualización del método de cálculo a la luz del progreso científico y técnico, con objeto de garantizar que cumpla su objetivo. Entre esos datos deben figurar la cantidad comercializada de combustible o energía, el tipo de combustible o energía, el lugar de adquisición y el origen del combustible o la energía comercializados.

(15) Conviene que los Estados miembros permitan a los proveedores cumplir con los requisitos de notificación basándose en datos equivalentes recogidos en cumplimiento de otra legislación nacional o de la Unión para reducir la carga administrativa, siempre que el informe se elabore con arreglo a los requisitos indicados en el anexo IV y a las definiciones de los anexos I y III.

(16) Para facilitar la notificación por grupos de proveedores con arreglo al artículo 7 *bis*, apartado 4, de la Directiva 98/70/CE, su artículo 7 *bis*, apartado 5, letra c), permite el establecimiento de todas las normas necesarias. Conviene facilitar esa notificación conjunta para evitar perturbaciones de los traslados físicos de combustibles, ya que distintos proveedores comercializan combustibles distintos en proporciones diferentes y pueden, por tanto, verse obligados a utilizar distintos niveles de recursos para cumplir el objetivo de reducción de los gases de efecto invernadero. Es necesario, pues, armonizar las definiciones de identificación del proveedor, cantidad comercializada de combustible o energía, tipos de combustible o energía, lugar de adquisición y origen del combustible o la energía comercializados. Además, para evitar la doble contabilización en las notificaciones conjuntas de proveedores con arreglo al artículo 7 *bis*, apartado 4, conviene armonizar la aplicación de los métodos de cálculo y notificación en los Estados miembros, incluidos los informes a la Comisión, para que la información exigida a un grupo de proveedores haga referencia a un Estado miembro específico.

(17) Con arreglo al artículo 8, apartado 3, de la Directiva 98/70/CE, los Estados miembros deben presentar cada año un informe de los datos nacionales sobre la calidad de los combustibles correspondientes al año civil precedente, en el formato que se establece en la Decisión 2002/159/CE de la Comisión ([1]). Para tener en cuenta

([1]) Decisión 2002/159/CE de la Comisión, de 18 de febrero de 2002, sobre un formato común para la presentación de resúmenes de datos nacionales sobre la calidad de los combustibles (DO L 53 de 23.2.2002, p. 30).

▼B

las modificaciones introducidas en la Directiva 98/70/CE por la Directiva 2009/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo ([1]) y los posteriores requisitos adicionales de notificación impuestos a los Estados miembros, y en aras de la eficacia y la armonización, es necesario aclarar qué información debe notificarse y adoptar un modelo de formato para la presentación de datos por los proveedores y los Estados miembros.

(18) El 23 de febrero de 2012, la Comisión presentó un proyecto de medida al Comité establecido por la Directiva 98/70/CE. El Comité no pudo adoptar un dictamen por la mayoría cualificada necesaria. Por tanto, conviene que la Comisión presente una propuesta al Consejo con arreglo al artículo 5 *bis*, apartado 4, de la Decisión 1999/468/CE del Consejo ([2]).

HA ADOPTADO LA PRESENTE DIRECTIVA:

Artículo 1

Objeto — Ámbito de aplicación

1. La presente Directiva establece normas sobre los métodos de cálculo y los requisitos de notificación de conformidad con la Directiva 98/70/CE.

2. La presente Directiva se aplica, por un lado, a los combustibles utilizados para propulsar vehículos de carretera, máquinas móviles no de carretera (incluidos los buques de navegación interior cuando no se hallen en el mar), tractores agrícolas y forestales y embarcaciones de recreo cuando no se hallen en el mar, y, por otro, a la electricidad destinada a vehículos de carretera.

Artículo 2

Definiciones

A efectos de la presente Directiva, además de las definiciones establecidas en la Directiva 98/70/CE, se aplicarán las siguientes definiciones:

1) «emisiones desde la fuente»: todas las emisiones de gases de efecto invernadero generadas antes de la entrada de la materia prima en la refinería o planta de procesamiento en la que se produjo el combustible al que hace referencia el anexo I;

2) «betún natural»: cualquier fuente de materias primas de refinería que:

   a) posea una gravedad según el Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute, «API») de 10 grados como máximo cuando la materia prima está situada en un yacimiento en el lugar de extracción, definida con arreglo al método de ensayo D287 de la American Society for Testing and Materials (ASTM) ([3]);

([1]) Directiva 2009/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, por la que se modifica la Directiva 98/70/CE en relación con las especificaciones de la gasolina, el diésel y el gasóleo, se introduce un mecanismo para controlar y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, se modifica la Directiva 1999/32/CE del Consejo en relación con las especificaciones del combustible utilizado por los buques de navegación interior y se deroga la Directiva 93/12/CEE (DO L 140 de 5.6.2009, p. 88).

([2]) Decisión 1999/468/CE del Consejo, de 28 de junio de 1999, por la que se establecen los procedimientos para el ejercicio de las competencias de ejecución atribuidas a la Comisión (DO L 184 de 17.7.1999, p. 23).

([3]) American Society for Testing and Materials: http://www.astm.org/index.shtml.

▼B

b) presente una viscosidad media anual a la temperatura del yacimiento superior al resultado de la ecuación: viscosidad (Centipoise) = $518{,}98^{e-0{,}038T}$, donde T es la temperatura en grados centígrados;

c) se ajuste a la definición de arenas bituminosas del código de la nomenclatura combinada (NC) 2714 que figura en el Reglamento (CEE) nº 2658/87 del Consejo ([1]), y

d) se caracterice por el hecho de que la movilización de la fuente de la materia prima se lleva a cabo mediante extracción minera o drenaje por gravedad asistido por temperatura, cuando la energía térmica se deriva principalmente de fuentes distintas a la propia fuente de la materia prima;

3) «pizarra bituminosa»: cualquier fuente de materia prima de refinería situada en una formación rocosa que contenga querógeno sólido y corresponda a la definición de pizarra bituminosa del código NC 2714 tal como figura en el Reglamento (CEE) nº 2658/87; la movilización de la fuente de la materia prima se logra mediante extracción minera o drenaje por gravedad asistido por temperatura;

4) «normas mínimas para combustibles»: las normas mínimas para combustibles basadas en el ciclo de vida de las emisiones de gases de efecto invernadero por unidad de energía derivadas de los combustibles fósiles utilizados en la Unión en 2010;

5) «crudo convencional»: cualquier materia prima de refinería que posea una gravedad API superior a 10 grados cuando está situada en un yacimiento en su lugar de origen, medida con el método de ensayo D287 de la ASTM, y que no corresponda a la definición del código NC 2714 que figura en el Reglamento (CEE) nº 2658/87.

Artículo 3

Método para calcular la intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero de combustibles y energía suministrados y distintos de los biocarburantes, y notificación por los proveedores

1. A efectos del artículo 7 *bis*, apartado 2, de la Directiva 98/70/CE, los Estados miembros velarán por que los proveedores utilicen el método de cálculo establecido en el anexo I de la presente Directiva para determinar la intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero de los combustibles que suministran.

2. A efectos del artículo 7 *bis*, apartado 1, párrafo segundo, y del artículo 7 *bis*, apartado 2, de la Directiva 98/70/CE, los Estados miembros exigirán a los proveedores que comuniquen los datos de acuerdo con las definiciones y el método de cálculo que figuran en el anexo I de la presente Directiva. Los datos se comunicarán cada año utilizando la plantilla que figura en el anexo IV de la presente Directiva.

3. A efectos del artículo 7 *bis*, apartado 4, de la Directiva 98/70/CE, cualquier Estado miembro garantizará que un grupo de proveedores que

([1]) Reglamento (CEE) nº 2658/87 del Consejo, de 23 de julio de 1987, relativo a la nomenclatura arancelaria y estadística y al arancel aduanero común (DO L 256 de 7.9.1987, p. 1).

▼B

elijan ser considerados como proveedor único cumpla la obligación prevista en el artículo 7 *bis*, apartado 2, en dicho Estado miembro.

4. Cuando los proveedores sean pymes, los Estados miembros aplicarán el método simplificado que figura en el anexo I de la presente Directiva.

Artículo 4

Cálculo de las normas mínimas para combustibles y reducción de la intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero

A efectos de la verificación del cumplimiento de las obligaciones que impone a los proveedores el artículo 7 *bis*, apartado 2, de la Directiva 98/70/CE, los Estados miembros les exigirán que comparen las reducciones que hayan realizado respecto de las emisiones de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida, generadas por los combustibles y por la electricidad, con las normas mínimas para combustibles que figuran en el anexo II de la presente Directiva.

Artículo 5

Presentación de informes por los Estados miembros

1. Al presentar a la Comisión los informes contemplados en el artículo 8, apartado 3, de la Directiva 98/70/CE, los Estados miembros facilitarán datos sobre el cumplimiento del artículo 7 *bis* de dicha Directiva, con arreglo al anexo III de la presente Directiva.

2. Para presentar los datos indicados en el anexo III de la presente Directiva, los Estados miembros utilizarán las herramientas ReportNet de la Agencia Europea del Medio Ambiente, establecidas con arreglo al Reglamento (CE) nº 401/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo ([1]). Los Estados miembros transmitirán electrónicamente los datos al archivo central de datos que gestiona la Agencia Europea del Medio Ambiente.

3. Los datos se comunicarán cada año utilizando la plantilla prevista en el anexo IV. Los Estados miembros notificarán a la Comisión la fecha de transmisión y el nombre de la persona de contacto de la autoridad competente responsable de la verificación de los datos y de su comunicación a la Comisión.

Artículo 6

Sanciones

Los Estados miembros determinarán el régimen de sanciones aplicable a las infracciones de las disposiciones nacionales adoptadas en virtud de la presente Directiva y adoptarán todas las medidas necesarias para garantizar su aplicación. Las sanciones previstas serán eficaces, proporcionadas y disuasorias. Los Estados miembros comunicarán estas disposiciones a la Comisión, a más tardar, el 21 de abril de 2017 y le comunicarán sin demora cualquier modificación posterior de las mismas.

([1]) Reglamento (CE) nº 401/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativo a la Agencia Europea del Medio Ambiente y a la Red Europea de Información y de Observación sobre el Medio Ambiente (DO L 126 de 21.5.2009, p. 13).

▼B

Artículo 7

Transposición

1. Los Estados miembros adoptarán, a más tardar el 21 de abril de 2017 las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas necesarias para dar cumplimiento a lo establecido en la presente Directiva. Informarán de ello inmediatamente a la Comisión.

2. Cuando los Estados miembros adopten dichas disposiciones, estas harán referencia a la presente Directiva o irán acompañadas de dicha referencia en su publicación oficial. Los Estados miembros establecerán las modalidades de la mencionada referencia.

3. Los Estados miembros comunicarán a la Comisión el texto de las principales disposiciones de Derecho interno que adopten en el ámbito regulado por la presente Directiva.

Artículo 8

Entrada en vigor

La presente Directiva entrará en vigor a los veinte días de su publicación en el *Diario Oficial de la Unión Europea*.

Artículo 9

Destinatarios

Los destinatarios de la presente Directiva son los Estados miembros.

▼B

ANEXO I

MÉTODO DE CÁLCULO Y NOTIFICACIÓN DE LA INTENSIDAD DE LAS EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO DURANTE EL CICLO DE VIDA DE LOS COMBUSTIBLES Y LA ENERGÍA, DESTINADA A LOS PROVEEDORES

Parte 1

Cálculo de la intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero de los combustibles y de la energía de un proveedor

La intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero de los combustibles y de la energía se expresa en gramos equivalentes de dióxido de carbono por megajulio de combustible (g de CO_{2eq}/MJ).

1. Los gases de efecto invernadero que se tendrán en cuenta para calcular la intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero de los combustibles son el dióxido de carbono (CO_2), el óxido nitroso (N_2O) y el metano (CH_4). A efectos del cálculo de la equivalencia en CO_2, las emisiones de esos gases se asocian a los valores de emisión siguientes, en equivalentes de CO_2:

   CO_2: 1; CH_4: 25; N_2O: 298

2. En el cálculo de las emisiones de gases de efecto invernadero no se deben tener en cuenta las emisiones procedentes de la fabricación de la maquinaria y los equipos utilizados en la extracción, producción, refinado y consumo de combustibles fósiles.

3. La intensidad de las emisiones de gases de efecto de invernadero durante el ciclo de vida de las emisiones de gases de efecto de invernadero de todos los combustibles y energía suministrados por un proveedor se calcula utilizando la fórmula siguiente:

$$\text{Intensidad de gases de efecto invernadero de un proveedor}_{(\#)} = \frac{\sum_x (\blacktriangleright \mathbf{C1} GHGi_x \blacktriangleleft \times AF \times MJ_x) - UER}{\sum_x MJ_x}$$

donde:

a) «#» es la identificación del proveedor (por ejemplo, la identificación de la entidad deudora del impuesto especial) definida en el Reglamento (CE) nº 684/2009 de la Comisión ([1]) como el número de impuesto especial [número de registro del sistema de intercambio de datos sobre impuestos especiales (SEED) o el número de identificación fiscal (NIF) o del impuesto sobre el valor añadido (IVA) contemplado en el anexo I, cuadro 1, punto 5, letra a), de ese Reglamento para los códigos de tipo de destino 1 a 5 y 8], que es también el deudor del impuesto especial conforme al artículo 8 de la Directiva 2008/118/CE del Consejo ([2]) en el momento de devengo del impuesto especial, con arreglo al artículo 7, apartado 2, de dicha Directiva. Si esa identificación no está disponible, los Estados miembros velarán por que se establezca un medio de identificación equivalente de acuerdo con el sistema nacional de declaración de los impuestos especiales;

b) «x» corresponde a los tipos de combustibles y energía que entran en el ámbito de aplicación de la presente Directiva, como figuran en el anexo I, cuadro 1, punto 17, letra c), del Reglamento (CE) nº 684/2009. Si esos

([1]) Reglamento (CE) nº 684/2009 de la Comisión, de 24 de julio de 2009, por el que se establecen disposiciones de aplicación de la Directiva 2008/118/CE del Consejo en lo que respecta a los procedimientos informatizados aplicables a la circulación de productos sujetos a impuestos especiales en régimen suspensivo (DO L 197 de 29.7.2009, p. 24).

([2]) Directiva 2008/118/CE del Consejo, de 16 de diciembre de 2008, relativa al régimen general de los impuestos especiales, y por la que se deroga la Directiva 92/12/CEE (DO L 9 de 14.1.2009, p. 12).

▼B

datos no están disponibles, los Estados miembros recopilarán datos equivalentes con arreglo a un sistema de declaración de impuestos especiales establecido a nivel nacional;

c) «MJ_x» es la energía total suministrada y convertida a partir de los volúmenes notificados del combustible x, expresada en megajulios. Se calcula como sigue:

i) La cantidad de cada combustible por tipo de combustible

Se calcula a partir de los datos comunicados conforme al anexo I, cuadro 1, punto 17, letras d), f) y o), del Reglamento (CE) nº 684/2009. Las cantidades de biocarburantes se convierten en contenido energético, determinado por el poder calorífico inferior, de acuerdo con las densidades de energía establecidas en el anexo III de la Directiva 2009/28/CE. Las cantidades de combustibles de origen no biológico se convierten en contenido energético, determinado por el poder calorífico inferior, de acuerdo con las densidades de energía establecidas en el apéndice 1 del informe «Well-to-Tank» del consorcio Centro Común de Investigación — EUCAR-CONCAWE (JEC) ([1]) (versión 4) de julio de 2013 ([2]).

ii) Coprocesamiento simultáneo de combustibles fósiles y biocarburantes

Por procesamiento se entenderá cualquier modificación durante el ciclo de vida de un combustible o energía suministrados que provoque un cambio en la estructura molecular del producto. La adición de agentes desnaturalizantes no constituye un procesamiento. La cantidad de biocarburantes coprocesados con combustibles de origen no biológico refleja el estado de los biocarburantes tras el procesamiento. La cantidad del biocarburante coprocesado se determina de acuerdo con el balance energético y la eficiencia del proceso combinado, según se establece en el anexo IV, parte C, punto 17, de la Directiva 98/70/CE.

Cuando se mezclan varios biocarburantes con combustibles fósiles, la cantidad y el tipo de cada uno de ellos son tenidos en cuenta en el cálculo y son comunicados por los proveedores a los Estados miembros.

La cantidad suministrada de biocarburantes que no cumpla los criterios de sostenibilidad establecidos en el artículo 7 *ter*, apartado 1, de la Directiva 98/70/CE se contabilizará como combustible fósil.

La mezcla de gasolina y etanol E85 será objeto de un cálculo por separado a los fines del artículo 6 del Reglamento (CE) nº 443/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo ([3]).

Si los datos no se obtienen conforme al Reglamento (CE) nº 684/2009, los Estados miembros recopilarán datos equivalentes con arreglo a un sistema de declaración de impuestos especiales establecido a nivel nacional.

iii) Cantidad de electricidad consumida

Es la cantidad de electricidad consumida por las motocicletas o los vehículos de carretera que un proveedor comunica a las autoridades competentes de cada Estado miembro aplicando la fórmula siguiente:

([1]) El consorcio JEC reúne al Centro Común de Investigación de la Comisión Europea, al EUCAR (Consejo Europeo para la investigación y el desarrollo de la industria del automóvil) y a la CONCAWE (Fundación Europea Medioambiental de las Compañías Petrolíferas).

([2]) http://iet.jrc.ec.europa.eu/about-jec/sites/about-jec/files/documents/report_2013/wtt_report_v4_july_2013_final.pdf

([3]) Reglamento (CE) nº 443/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, por el que se establecen normas de comportamiento en materia de emisiones de los turismos nuevos como parte del enfoque integrado de la Comunidad para reducir las emisiones de CO_2 de los vehículos ligeros (DO L 140 de 5.6.2009, p. 1).

▼B

Electricidad consumida = distancia recorrida (km) × eficiencia del consumo de electricidad (MJ/km).

d) Reducción de las emisiones desde la fuente (UER)

UER es la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero desde la fuente declarada por un proveedor, medida en g de CO_{2eq}, cuantificada y notificada de conformidad con los requisitos siguientes:

i) Admisibilidad

Las UER solo se aplicarán a la parte correspondiente a las emisiones desde la fuente de los valores medios por defecto de la gasolina, el gasóleo, el GNC o el GLP.

Las UER obtenidas en cualquier país podrán contabilizarse como una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero respecto a los combustibles procedentes de cualquier fuente de materias primas suministrados por cualquier proveedor.

Solo se contabilizarán las UER si están asociadas a proyectos iniciados después del 1 de enero de 2011.

No será necesario demostrar que las UER no se habrían producido sin el requisito de notificación establecido en el artículo 7 *bis* de la Directiva 98/70/CE.

ii) Cálculo

Las UER se estimarán y validarán de acuerdo con principios y normas internacionales, en particular las normas ISO 14064, ISO 14065 e ISO 14066.

Las UER y las emisiones de referencia deben someterse a un seguimiento, notificación y verificación que sean conformes con la norma ISO 14064 y la fiabilidad de sus resultados ha de ser equivalente a la del Reglamento (UE) nº 600/2012 de la Comisión ([1]) y el Reglamento (UE) nº 601/2012 de la Comisión ([2]). La verificación de los métodos de estimación de las UER se realizará de acuerdo con la norma ISO 14064-3, y el organismo encargado de esa verificación estará acreditado con arreglo a la norma ISO 14065.

e) «$GHGi_x$» es la intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero del combustible o energía x, expresada en g de CO_{2eq}/MJ. Los proveedores calcularán la intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero de cada combustible o energía de la manera siguiente:

i) La intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero de los combustibles de origen no biológico es la «intensidad ponderada de las emisiones de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida por unidad» de los tipos de combustibles que figuran en el presente anexo, parte 2, punto 5, última columna del cuadro.

ii) La electricidad se calcula según se describe en la parte 2, punto 6.

iii) Intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero de los biocarburantes

La intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero de los biocarburantes que cumplan los criterios de sostenibilidad del artículo 7 *ter*, apartado 1, de la Directiva 98/70/CE se calcula con arreglo

([1]) Reglamento (UE) nº 600/2012 de la Comisión, de 21 de junio de 2012, relativo a la verificación de los informes de emisiones de gases de efecto invernadero y de los informes de datos sobre toneladas-kilómetro y a la acreditación de los verificadores de conformidad con la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo (DO L 181 de 12.7.2012, p. 1).

([2]) Reglamento (UE) nº 601/2012 de la Comisión, de 21 de junio de 2012, sobre el seguimiento y la notificación de las emisiones de gases de efecto invernadero en aplicación de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo (DO L 181 de 12.7.2012, p. 30).

▼B

al artículo 7 *quinquies* de dicha Directiva. Si los datos sobre las emisiones de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida de los biocarburantes se obtuvieron en el marco de un acuerdo o régimen que haya sido objeto de una decisión con arreglo al artículo 7 *quater*, apartado 4, de la Directiva 98/70/CE, que cubra su artículo 7 *ter*, apartado 2, tales datos se utilizarán también para establecer la intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero de los biocarburantes en el marco del artículo 7 *ter*, apartado 1, de dicha Directiva. La intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero de los biocarburantes que no cumplan los criterios de sostenibilidad del artículo 7 *ter*, apartado 1, de la Directiva 98/70/CE es igual a la intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero de los combustibles fósiles correspondientes obtenidos de petróleo crudo o gas convencionales.

iv) Coprocesamiento simultáneo de combustibles de origen no biológico y biocarburantes

La intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero de los biocarburantes procesados simultáneamente con combustibles fósiles reflejará el estado de los biocarburantes tras el procesamiento.

f) «AF» representa los factores de ajuste correspondientes a las eficiencias del grupo motopropulsor:

Tecnología de conversión predominante	Factor de eficiencia
Motor de combustión interna	1
Grupo motopropulsor eléctrico con batería	0,4
Grupo motopropulsor eléctrico con pila de combustible de hidrógeno	0,4

Parte 2

Informes de los proveedores sobre combustibles que no sean biocombustibles

1. UER de combustibles fósiles

Para que las UER sean admisibles a los fines del método de cálculo y notificación, los proveedores notificarán la siguiente información a la autoridad designada por los Estados miembros:

a) la fecha de inicio del proyecto, que debe ser posterior al 1 de enero de 2011;

b) la reducción anual de las emisiones, en g de CO_{2eq};

c) el período durante el cual han tenido lugar las reducciones declaradas;

d) el lugar del proyecto más cercano a la fuente de las emisiones, en coordenadas de latitud y longitud, expresadas en grados hasta el cuarto decimal;

e) las emisiones anuales de referencia antes de la instalación de las medidas de reducción y las emisiones anuales después de la aplicación de dichas medidas, expresadas en g de CO_{2eq}/MJ de materia prima producida;

f) el número no reutilizable de certificado que identifique inequívocamente el sistema y las reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero declaradas;

g) el número no reutilizable que identifique inequívocamente el método de cálculo y el sistema correspondiente;

h) cuando el proyecto esté relacionado con la extracción de petróleo, la relación petróleo/gas en solución (el valor medio anual histórico y el del año de notificación), la presión del yacimiento, la profundidad y la tasa de producción de crudo del pozo.

2. Origen

Por «origen» se entiende el nombre comercial de la materia prima que figura en la parte 2, punto 7, del presente anexo, pero solo cuando los proveedores posean la información necesaria:

▼B

a) debido a que son una persona o empresa que importa petróleo crudo de terceros países o que recibe una entrega de petróleo crudo de otro Estado miembro con arreglo al artículo 1 del Reglamento (CE) nº 2964/95 del Consejo ([1]), o

b) en virtud de acuerdos para compartir información celebrados con otros proveedores.

En todos los demás casos, el origen se referirá al hecho de que el combustible proceda o no de la UE.

La información recogida y notificada a los Estados miembros por los proveedores sobre el origen de los combustibles será confidencial, pero ello no será óbice para que la Comisión pueda publicar información general o resumida que no contenga detalles sobre empresas concretas.

En el caso de los biocarburantes, origen es el proceso de producción de biocarburantes que figura en el anexo IV de la Directiva 98/70/CE.

Si se utilizan varias materias primas, los proveedores comunicarán la cantidad en toneladas métricas de producto final de cada materia prima producida en la instalación de procesamiento durante el año de notificación.

3. Lugar de adquisición

El lugar de adquisición es el país y el nombre de la instalación de procesamiento donde se produjo la última transformación sustancial que confirió origen al combustible o la energía, de acuerdo con el Reglamento (CEE) nº 2454/93 de la Comisión ([2]).

4. Pymes

Como excepción, si los proveedores son pymes, el origen y el lugar de adquisición son, bien la UE, bien un tercer país, según el caso, independientemente de que esos proveedores importen crudo o suministren aceites de petróleo o de material bituminoso.

5. Valores por defecto de la intensidad media de las emisiones de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida de combustibles distintos de los biocarburantes y de la electricidad

Fuente de materias primas y procesos	Tipo de combustible comercializado	Intensidad de las emisiones de GEI durante el ciclo de vida (g de CO_{2eq}/MJ)	Intensidad ponderada de GEI durante el ciclo de vida (g de CO_{2eq}/MJ)
Crudo convencional	Gasolina	93,2	93,3
Gas natural a líquido		94,3	
Carbón a líquido		172	
Betún natural		107	
Pizarra bituminosa		131,3	
Crudo convencional	Diésel o gasóleo	95	95,1
Gas natural a líquido		94,3	
Carbón a líquido		172	
Betún natural		108,5	
Pizarra bituminosa		133,7	

([1]) Reglamento (CE) nº 2964/95 del Consejo, de 20 de diciembre de 1995, por el que se establece un registro en la Comunidad de las importaciones y entregas de petróleo crudo (DO L 310 de 22.12.1995, p. 5).

([2]) Reglamento (CEE) nº 2454/93 de la Comisión, de 2 de julio de 1993, por el que se fijan determinadas disposiciones de aplicación del Reglamento (CEE) nº 2913/92 del Consejo por el que se establece el Código Aduanero Comunitario (DO L 253 de 11.10.1993, p. 1).

▼B

Fuente de materias primas y procesos	Tipo de combustible comercializado	Intensidad de las emisiones de GEI durante el ciclo de vida (g de CO_{2eq}/MJ)	Intensidad ponderada de GEI durante el ciclo de vida (g de CO_{2eq}/MJ)
Cualquier fuente fósil	Gas licuado de petróleo para motor de explosión	73,6	73,6
Gas natural (combinación UE)	Gas natural comprimido para motor de explosión	69,3	69,3
Gas natural (combinación UE)	Gas natural licuado para motor de explosión	74,5	74,5
Reacción de Sabatier del hidrógeno a partir de la electrolisis de energías renovables de origen no biológico	Metano sintético comprimido para motor de explosión	3,3	3,3
Gas natural obtenido mediante proceso de reformado con vapor	Hidrógeno comprimido para pila de combustible	104,3	104,3
Electrolisis totalmente alimentada por energías renovables de origen no biológico	Hidrógeno comprimido para pila de combustible	9,1	9,1
Carbón	Hidrógeno comprimido para pila de combustible	234,4	234,4
Carbón con captura de carbono y almacenamiento de las emisiones del proceso	Hidrógeno comprimido para pila de combustible	52,7	52,7
Residuos plásticos derivados de materias primas fósiles	Gasolina, diésel o gasóleo	86	86

6. Electricidad

En relación con los informes de los proveedores de energía relativos a la electricidad consumida por motocicletas y vehículos eléctricos, los Estados miembros deben calcular los valores medios nacionales por defecto durante el ciclo de vida con arreglo a las normas internacionales adecuadas.

Los Estados miembros pueden también permitir a sus proveedores que establezcan valores de intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero (g de CO_{2eq}/MJ) por unidad de electricidad a partir de los datos comunicados por los Estados miembros con arreglo a los actos siguientes:

a) Reglamento (CE) nº 1099/2008 del Parlamento Europeo y del Consejo ([1]);

b) Reglamento (UE) nº 525/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo ([2]), o

([1]) Reglamento (CE) nº 1099/2008 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de octubre de 2008, relativo a las estadísticas sobre energía (DO L 304 de 14.11.2008, p. 1).

([2]) Reglamento (UE) nº 525/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 21 de mayo de 2013, relativo a un mecanismo para el seguimiento y la notificación de las emisiones de gases de efecto invernadero y para la notificación, a nivel nacional o de la Unión, de otra información relevante para el cambio climático, y por el que se deroga la Decisión nº 280/2004/CE (DO L 165 de 18.6.2013, p. 13).

▼B

c) Reglamento Delegado (UE) nº 666/2014 de la Comisión ([1]).

7. Nombre comercial de la materia prima

País	Nombre comercial de la materia prima	API	Azufre (peso en %)
Abu Dabi	Al Bunduq	38,5	1,1
Abu Dabi	Mubarraz	38,1	0,9
Abu Dabi	Murban	40,5	0,8
Abu Dabi	Zakum (Lower Zakum/Abu Dhabi Marine)	40,6	1
Abu Dabi	Umm Shaif (Abu Dhabi Marine)	37,4	1,5
Abu Dabi	Arzanah	44	0
Abu Dabi	Abu Al Bu Khoosh	31,6	2
Abu Dabi	Murban Bottoms	21,4	No disponible (n.d)
Abu Dabi	Top Murban	21	n.d
Abu Dabi	Upper Zakum	34,4	1,7
Angola	Cabinda	31,7	0,2
Angola	Takula	33,7	0,1
Angola	Soyo Blend	33,7	0,2
Angola	Mandji	29,5	1,3
Angola	Malongo (West)	26	n.d
Angola	Cavala-1	42,3	n.d
Angola	Sulele (South-1)	38,7	n.d
Angola	Palanca	40	0,14
Angola	Malongo (North)	30	n.d
Angola	Malongo (South)	25	n.d
Angola	Nemba	38,5	0
Angola	Girassol	31,3	n.d
Angola	Kuito	20	n.d
Angola	Hungo	28,8	n.d
Angola	Kissinje	30,5	0,37
Angola	Dalia	23,6	1,48
Angola	Gimboa	23,7	0,65
Angola	Mondo	28,8	0,44

([1]) Reglamento Delegado (UE) nº 666/2014 de la Comisión, de 12 de marzo de 2014, que establece los requisitos sustantivos para el sistema de inventario de la Unión y toma en consideración las modificaciones de los potenciales de calentamiento global y las directrices sobre inventarios acordadas internacionalmente con arreglo al Reglamento (UE) nº 525/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo (DO L 179 de 19.6.2014, p. 26).

▼B

País	Nombre comercial de la materia prima	API	Azufre (peso en %)
Angola	Plutonio	33,2	0,036
Angola	Saxi Batuque Blend	33,2	0,36
Angola	Xikomba	34,4	0,41
Arabia Saudí	Light (Pers. Gulf)	33,4	1,8
Arabia Saudí	Heavy (Pers. Gulf) (Safaniya)	27,9	2,8
Arabia Saudí	Medium (Pers. Gulf) (Khursaniyah)	30,8	2,4
Arabia Saudí	Extra Light (Pers. Gulf) (Berri)	37,8	1,1
Arabia Saudí	Light (Yanbu)	33,4	1,2
Arabia Saudí	Heavy (Yanbu)	27,9	2,8
Arabia Saudí	Medium (Yanbu)	30,8	2,4
Arabia Saudí	Berri (Yanbu)	37,8	1,1
Arabia Saudí	Medium (Zuluf/Marjan)	31,1	2,5
Argelia	Arzew	44,3	0,1
Argelia	Hassi Messaoud	42,8	0,2
Argelia	Zarzaitine	43	0,1
Argelia	Algerian	44	0,1
Argelia	Skikda	44,3	0,1
Argelia	Saharan Blend	45,5	0,1
Argelia	Hassi Ramal	60	0,1
Argelia	Algerian Condensate	64,5	n.d
Argelia	Algerian Mix	45,6	0,2
Argelia	Algerian Condensate (Arzew)	65,8	0
Argelia	Algerian Condensate (Bejaia)	65,0	0
Argelia	Top Algerian	24,6	n.d
Argentina	Tierra del Fuego	42,4	n.d
Argentina	Santa Cruz	26,9	n.d
Argentina	Escalante	24	0,2
Argentina	Cañadón Seco	27	0,2
Argentina	Hidra	51,7	0,05

▼B

País	Nombre comercial de la materia prima	API	Azufre (peso en %)
Argentina	Medanito	34,93	0,48
Armenia	Armenian Miscellaneous	n.d	n.d
Australia	Jabiru	42,3	0,03
Australia	Kooroopa (Jurassic)	42	n.d
Australia	Talgeberry (Jurassic)	43	n.d
Australia	Talgeberry (Up Cretaceous)	51	n.d
Australia	Woodside Condensate	51,8	n.d
Australia	Saladin-3 (Top Barrow)	49	n.d
Australia	Harriet	38	n.d
Australia	Skua-3 (Challis Field)	43	n.d
Australia	Barrow Island	36,8	0,1
Australia	Northwest Shelf Condensate	53,1	0
Australia	Jackson Blend	41,9	0
Australia	Cooper Basin	45,2	0,02
Australia	Griffin	55	0,03
Australia	Buffalo Crude	53	n.d
Australia	Cossack	48,2	0,04
Australia	Elang	56,2	n.d
Australia	Enfield	21,7	0,13
Australia	Gippsland (Bass Strait)	45,4	0,1
Azerbaiyán	Azeri Light	34,8	0,15
Baréin	Bahrain Miscellaneous	n.d	n.d
Belice	Belize Light Crude	40	n.d
Belice	Belize Miscellaneous	n.d	n.d
Benín	Seme	22,6	0,5
Benín	Benin Miscellaneous	n.d	n.d
Bielorrusia	Belarus Miscellaneous	n.d	n.d
Bolivia	Bolivian Condensate	58,8	0,1
Brasil	Garoupa	30,5	0,1

▼B

País	Nombre comercial de la materia prima	API	Azufre (peso en %)
Brasil	Sergipano	25,1	0,4
Brasil	Campos Basin	20	n.d
Brasil	Urucu (Upper Amazon)	42	n.d
Brasil	Marlim	20	n.d
Brasil	Brazil Polvo	19,6	1,14
Brasil	Roncador	28,3	0,58
Brasil	Roncador Heavy	18	n.d
Brasil	Albacora East	19,8	0,52
Brunéi	Seria Light	36,2	0,1
Brunéi	Champion	24,4	0,1
Brunéi	Champion Condensate	65	0,1
Brunéi	Brunei LS Blend	32	0,1
Brunéi	Brunei Condensate	65	n.d
Brunéi	Champion Export	23,9	0,12
Camerún	Kole Marine Blend	34,9	0,3
Camerún	Lokele	21,5	0,5
Camerún	Moudi Light	40	n.d
Camerún	Moudi Heavy	21,3	n.d
Camerún	Ebome	32,1	0,35
Camerún	Cameroon Miscellaneous	n.d	n.d
Canadá	Peace River Light	41	n.d
Canadá	Peace River Medium	33	n.d
Canadá	Peace River Heavy	23	n.d
Canadá	Manyberries	36,5	n.d
Canadá	Rainbow Light and Medium	40,7	n.d
Canadá	Pembina	33	n.d
Canadá	Bells Hill Lake	32	n.d
Canadá	Fosterton Condensate	63	n.d
Canadá	Rangeland Condensate	67,3	n.d

▼B

País	Nombre comercial de la materia prima	API	Azufre (peso en %)
Canadá	Redwater	35	n.d
Canadá	Lloydminster	20,7	2,8
Canadá	Wainwright-Kinsella	23,1	2,3
Canadá	Bow River Heavy	26,7	2,4
Canadá	Fosterton	21,4	3
Canadá	Smiley-Coleville	22,5	2,2
Canadá	Midale	29	2,4
Canadá	Milk River Pipeline	36	1,4
Canadá	Ipl-Mix Sweet	40	0,2
Canadá	Ipl-Mix Sour	38	0,5
Canadá	Ipl Condensate	55	0,3
Canadá	Aurora Light	39,5	0,4
Canadá	Aurora Condensate	65	0,3
Canadá	Reagan Field	35	0,2
Canadá	Synthetic Canada	30,3	1,7
Canadá	Cold Lake	13,2	4,1
Canadá	Cold Lake Blend	26,9	3
Canadá	Canadian Federated	39,4	0,3
Canadá	Chauvin	22	2,7
Canadá	Gcos	23	n.d
Canadá	Gulf Alberta L & M	35,1	1
Canadá	Light Sour Blend	35	1,2
Canadá	Lloyd Blend	22	2,8
Canadá	Peace River Condensate	54,9	n.d
Canadá	Sarnium Condensate	57,7	n.d
Canadá	Saskatchewan Light	32,9	n.d
Canadá	Sweet Mixed Blend	38	0,5
Canadá	Syncrude	32	0,1
Canadá	Rangeland — South L & M	39,5	0,5

▼B

País	Nombre comercial de la materia prima	API	Azufre (peso en %)
Canadá	Northblend Nevis	34	n.d
Canadá	Canadian Common Condensate	55	n.d
Canadá	Canadian Common	39	0,3
Canadá	Waterton Condensate	65,1	n.d
Canadá	Panuke Condensate	56	n.d
Canadá	Federated Light and Medium	39,7	2
Canadá	Wabasca	23	n.d
Canadá	Hibernia	37,3	0,37
Canadá	BC Light	40	n.d
Canadá	Boundary	39	n.d
Canadá	Albian Heavy	21	n.d
Canadá	Koch Alberta	34	n.d
Canadá	Terra Nova	32,3	n.d
Canadá	Echo Blend	20,6	3,15
Canadá	Western Canadian Blend	19,8	3
Canadá	Western Canadian Select	20,5	3,33
Canadá	White Rose	31,0	0,31
Canadá	Access	22	n.d
Canadá	Premium Albian Synthetic Heavy	20,9	n.d
Canadá	Albian Residuum Blend (ARB)	20,03	2,62
Canadá	Christina Lake	20,5	3
Canadá	CNRL	34	n.d
Canadá	Husky Synthetic Blend	31,91	0,11
Canadá	Premium Albian Synthetic (PAS)	35,5	0,04
Canadá	Seal Heavy (SH)	19,89	4,54
Canadá	Suncor Synthetic A (OSA)	33,61	0,178
Canadá	Suncor Synthetic H (OSH)	19,53	3,079
Canadá	Peace Sour	33	n.d
Canadá	Western Canadian Resid	20,7	n.d

▼B

País	Nombre comercial de la materia prima	API	Azufre (peso en %)
Canadá	Christina Dilbit Blend	21,0	n.d
Canadá	Christina Lake Dilbit	38,08	3,80
Colombia	Onto	35,3	0,5
Colombia	Putamayo	35	0,5
Colombia	Río Zulia	40,4	0,3
Colombia	Orito	34,9	0,5
Colombia	Caño Limón	30,8	0,5
Colombia	Lasmo	30	n.d
Colombia	Caño Duya-1	28	n.d
Colombia	Corocora-1	31,6	n.d
Colombia	Suria Sur-1	32	n.d
Colombia	Tunane-1	29	n.d
Colombia	Casanare	23	n.d
Colombia	Cusiana	44,4	0,2
Colombia	Vasconia	27,3	0,6
Colombia	Castilla Blend	20,8	1,72
Colombia	Cupiaga	43,11	0,082
Colombia	South Blend	28,6	0,72
Congo (Brazzaville)	Emeraude	23,6	0,5
Congo (Brazzaville)	Djeno Blend	26,9	0,3
Congo (Brazzaville)	Viodo Marina-1	26,5	n.d
Congo (Brazzaville)	Nkossa	47	0,03
Congo (Kinsasa)	Muanda	34	0,1
Congo (Kinsasa)	Congo/Zaire	31,7	0,1
Congo (Kinsasa)	Coco	30,4	0,15
Costa de Marfil	Espoir	31,4	0,3
Costa de Marfil	Lion Cote	41,1	0,101
Chad	Doba Blend (Early Production)	24,8	0,14
Chad	Doba Blend (Later Production)	20,8	0,17

▼B

País	Nombre comercial de la materia prima	API	Azufre (peso en %)
Chile	Chile Miscellaneous	n.d	n.d
China	Taching (Daqing)	33	0,1
China	Shengli	24,2	1
China	Beibu	n.d	n.d
China	Chengbei	17	n.d
China	Lufeng	34,4	n.d
China	Xijiang	28	n.d
China	Wei Zhou	39,9	n.d
China	Liu Hua	21	n.d
China	Boz Hong	17	0,282
China	Peng Lai	21,8	0,29
China	Xi Xiang	32,18	0,09
Dinamarca	Dan	30,4	0,3
Dinamarca	Gorm	33,9	0,2
Dinamarca	Danish North Sea	34,5	0,26
Dubai	Dubai (Fateh)	31,1	2
Dubai	Margham Light	50,3	0
Ecuador	Oriente	29,2	1
Ecuador	Quito	29,5	0,7
Ecuador	Santa Elena	35	0,1
Ecuador	Limoncoha-1	28	n.d
Ecuador	Frontera-1	30,7	n.d
Ecuador	Bogi-1	21,2	n.d
Ecuador	Napo	19	2
Ecuador	Napo Light	19,3	n.d
Egipto	Belayim	27,5	2,2
Egipto	El Morgan	29,4	1,7
Egipto	Rhas Gharib	24,3	3,3
Egipto	Gulf of Suez Mix	31,9	1,5

▼B

País	Nombre comercial de la materia prima	API	Azufre (peso en %)
Egipto	Geysum	19,5	n.d
Egipto	East Gharib (J-1)	37,9	n.d
Egipto	Mango-1	35,1	n.d
Egipto	Rhas Budran	25	n.d
Egipto	Zeit Bay	34,1	0,1
Egipto	East Zeit Mix	39	0,87
España	Amposta Marina North	37	n.d
España	Casablanca	34	n.d
España	El Dorado	26,6	n.d
Estados Unidos Alaska	ANS	n.d	n.d
Estados Unidos Colorado	Niobrara	n.d	n.d
Estados Unidos Dakota del Norte	Bakken	n.d	n.d
Estados Unidos Dakota del Norte	North Dakota Sweet	n.d	n.d
Estados Unidos Límite exterior de la plataforma continental norteamericana	Beta	n.d	n.d
Estados Unidos Límite exterior de la plataforma continental norteamericana	Carpinteria	n.d	n.d
Estados Unidos Límite exterior de la plataforma continental norteamericana	Dos Cuadras	n.d	n.d
Estados Unidos Límite exterior de la plataforma continental norteamericana	Hondo	n.d	n.d
Estados Unidos Límite exterior de la plataforma continental norteamericana	Hueneme	n.d	n.d
Estados Unidos Límite exterior de la plataforma continental norteamericana	Pescado	n.d	n.d
Estados Unidos Límite exterior de la plataforma continental norteamericana	Point Arguello	n.d	n.d
Estados Unidos Límite exterior de la plataforma continental norteamericana	Point Pedernales	n.d	n.d
Estados Unidos Límite exterior de la plataforma continental norteamericana	Sacate	n.d	n.d
Estados Unidos Límite exterior de la plataforma continental norteamericana	Santa Clara	n.d	n.d
Estados Unidos Límite exterior de la plataforma continental norteamericana	Sockeye	n.d	n.d
Estados Unidos Nuevo México	Four Corners	n.d	n.d
Estados Unidos Texas	WTI	n.d	n.d
Estados Unidos Texas	Eagle Ford	n.d	n.d
Estados Unidos Utah	Covenant	n.d	n.d
Filipinas	Nido	26,5	n.d

▼B

País	Nombre comercial de la materia prima	API	Azufre (peso en %)
Filipinas	Philippines Miscellaneous	n.d	n.d
Gabón	Gamba	31,8	0,1
Gabón	Mandji	30,5	1,1
Gabón	Lucina Marine	39,5	0,1
Gabón	Oguendjo	35	n.d
Gabón	Rabi-Kouanga	34	0,6
Gabón	T'Catamba	44,3	0,21
Gabón	Rabi	33,4	0,06
Gabón	Rabi Blend	34	n.d
Gabón	Rabi Light	37,7	0,15
Gabón	Etame Marin	36	n.d
Gabón	Olende	17,6	1,54
Gabón	Gabonian Miscellaneous	n.d	n.d
Georgia	Georgian Miscellaneous	n.d	n.d
Ghana	Bonsu	32	0,1
Ghana	Salt Pond	37,4	0,1
Guatemala	Coban	27,7	n.d
Guatemala	Rubelsanto	27	n.d
Guinea Ecuatorial	Zafiro	30,3	n.d
Guinea Ecuatorial	Alba Condensate	55	n.d
Guinea Ecuatorial	Ceiba	30,1	0,42
India	Bombay High	39,4	0,2
Indonesia	Minas (Sumatron Light)	34,5	0,1
Indonesia	Ardjuna	35,2	0,1
Indonesia	Attaka	42,3	0,1
Indonesia	Suri	18,4	0,2
Indonesia	Sanga Sanga	25,7	0,2
Indonesia	Sepinggan	37,9	0,9
Indonesia	Walio	34,1	0,7

▼B

País	Nombre comercial de la materia prima	API	Azufre (peso en %)
Indonesia	Arimbi	31,8	0,2
Indonesia	Poleng	43,2	0,2
Indonesia	Handil	32,8	0,1
Indonesia	Jatibarang	29	0,1
Indonesia	Cinta	33,4	0,1
Indonesia	Bekapai	40	0,1
Indonesia	Katapa	52	0,1
Indonesia	Salawati	38	0,5
Indonesia	Duri (Sumatran Heavy)	21,1	0,2
Indonesia	Sembakung	37,5	0,1
Indonesia	Badak	41,3	0,1
Indonesia	Arun Condensate	54,5	n.d
Indonesia	Udang	38	0,1
Indonesia	Klamono	18,7	1
Indonesia	Bunya	31,7	0,1
Indonesia	Pamusian	18,1	0,2
Indonesia	Kerindigan	21,6	0,3
Indonesia	Melahin	24,7	0,3
Indonesia	Bunyu	31,7	0,1
Indonesia	Camar	36,3	n.d
Indonesia	Cinta Heavy	27	n.d
Indonesia	Lalang	40,4	n.d
Indonesia	Kakap	46,6	n.d
Indonesia	Sisi-1	40	n.d
Indonesia	Giti-1	33,6	n.d
Indonesia	Ayu-1	34,3	n.d
Indonesia	Bima	22,5	n.d
Indonesia	Padang Isle	34,7	n.d
Indonesia	Intan	32,8	n.d

▼B

País	Nombre comercial de la materia prima	API	Azufre (peso en %)
Indonesia	Sepinggan — Yakin Mixed	31,7	0,1
Indonesia	Widuri	32	0,1
Indonesia	Belida	45,9	0
Indonesia	Senipah	51,9	0,03
Irak	Basrah Light (Pers. Gulf)	33,7	2
Irak	Kirkuk (Pers. Gulf)	35,1	1,9
Irak	Mishrif (Pers. Gulf)	28	n.d
Irak	Bai Hasson (Pers. Gulf)	34,1	2,4
Irak	Basrah Medium (Pers. Gulf)	31,1	2,6
Irak	Basrah Heavy (Pers. Gulf)	24,7	3,5
Irak	Kirkuk Blend (Pers. Gulf)	35,1	2
Irak	N. Rumalia (Pers. Gulf)	34,3	2
Irak	Ras el Behar	33	n.d
Irak	Basrah Light (Red Sea)	33,7	2
Irak	Kirkuk (Red Sea)	36,1	1,9
Irak	Mishrif (Red Sea)	28	n.d
Irak	Bai Hasson (Red Sea)	34,1	2,4
Irak	Basrah Medium (Red Sea)	31,1	2,6
Irak	Basrah Heavy (Red Sea)	24,7	3,5
Irak	Kirkuk Blend (Red Sea)	34	1,9
Irak	N. Rumalia (Red Sea)	34,3	2
Irak	Ratawi	23,5	4,1
Irak	Basrah Light (Turkey)	33,7	2
Irak	Kirkuk (Turkey)	36,1	1,9
Irak	Mishrif (Turkey)	28	n.d
Irak	Bai Hasson (Turkey)	34,1	2,4
Irak	Basrah Medium (Turkey)	31,1	2,6
Irak	Basrah Heavy (Turkey)	24,7	3,5
Irak	Kirkuk Blend (Turkey)	34	1,9

▼B

País	Nombre comercial de la materia prima	API	Azufre (peso en %)
Irak	N. Rumalia (Turkey)	34,3	2
Irak	FAO Blend	27,7	3,6
Irán	Iranian Light	33,8	1,4
Irán	Iranian Heavy	31	1,7
Irán	Soroosh (Cyrus)	18,1	3,3
Irán	Dorrood (Darius)	33,6	2,4
Irán	Rostam	35,9	1,55
Irán	Salmon (Sassan)	33,9	1,9
Irán	Foroozan (Fereidoon)	31,3	2,5
Irán	Aboozar (Ardeshir)	26,9	2,5
Irán	Sirri	30,9	2,3
Irán	Bahrgansar/Nowruz (SIRIP Blend)	27,1	2,5
Irán	Bahr/Nowruz	25,0	2,5
Irán	Iranian Miscellaneous	n.d	n.d
Kazajistán	Kumkol	42,5	0,07
Kazajistán	CPC Blend	44,2	0,54
Kuwait	Mina al Ahmadi (Kuwait Export)	31,4	2,5
Kuwait	Magwa (Lower Jurassic)	38	n.d
Kuwait	Burgan (Wafra)	23,3	3,4
Libia	Bu Attifel	43,6	0
Libia	Amna (high pour)	36,1	0,2
Libia	Brega	40,4	0,2
Libia	Sirtica	43,3	0,43
Libia	Zueitina	41,3	0,3
Libia	Bunker Hunt	37,6	0,2
Libia	El Hofra	42,3	0,3
Libia	Dahra	41	0,4
Libia	Sarir	38,3	0,2
Libia	Zueitina Condensate	65	0,1

▼B

País	Nombre comercial de la materia prima	API	Azufre (peso en %)
Libia	El Sharara	42,1	0,07
Malasia	Miri Light	36,3	0,1
Malasia	Tembungo	37,5	n.d
Malasia	Labuan Blend	33,2	0,1
Malasia	Tapis	44,3	0,1
Malasia	Tembungo	37,4	0
Malasia	Bintulu	26,5	0,1
Malasia	Bekok	49	n.d
Malasia	Pulai	42,6	n.d
Malasia	Dulang	39	0,037
Mauritania	Chinguetti	28,2	0,51
México	Isthmus	32,8	1,5
México	Maya	22	3,3
México	Olmeca	39	n.d
México	Altamira	16	n.d
México	Topped Isthmus	26,1	1,72
Nigeria	Forcados Blend	29,7	0,3
Nigeria	Escravos	36,2	0,1
Nigeria	Brass River	40,9	0,1
Nigeria	Qua Iboe	35,8	0,1
Nigeria	Bonny Medium	25,2	0,2
Nigeria	Pennington	36,6	0,1
Nigeria	Bomu	33	0,2
Nigeria	Bonny Light	36,7	0,1
Nigeria	Brass Blend	40,9	0,1
Nigeria	Gilli Gilli	47,3	n.d
Nigeria	Adanga	35,1	n.d
Nigeria	Iyak-3	36	n.d
Nigeria	Antan	35,2	n.d
Nigeria	OSO	47	0,06

▼B

País	Nombre comercial de la materia prima	API	Azufre (peso en %)
Nigeria	Ukpokiti	42,3	0,01
Nigeria	Yoho	39,6	n.d
Nigeria	Okwori	36,9	n.d
Nigeria	Bonga	28,1	n.d
Nigeria	ERHA	31,7	0,21
Nigeria	Amenam Blend	39	0,09
Nigeria	Akpo	45,17	0,06
Nigeria	EA	38	n.d
Nigeria	Agbami	47,2	0,044
Noruega	Ekofisk	43,4	0,2
Noruega	Tor	42	0,1
Noruega	Statfjord	38,4	0,3
Noruega	Heidrun	29	n.d
Noruega	Norwegian Forties	37,1	n.d
Noruega	Gullfaks	28,6	0,4
Noruega	Oseberg	32,5	0,2
Noruega	Norne	33,1	0,19
Noruega	Troll	28,3	0,31
Noruega	Draugen	39,6	n.d
Noruega	Sleipner Condensate	62	0,02
Omán	Oman Export	36,3	0,8
Países Bajos	Alba	19,59	n.d
Papúa Nueva Guinea	Kutubu	44	0,04
Perú	Loreto	34	0,3
Perú	Talara	32,7	0,1
Perú	High Cold Test	37,5	n.d
Perú	Bayovar	22,6	n.d

▼B

País	Nombre comercial de la materia prima	API	Azufre (peso en %)
Perú	Low Cold Test	34,3	n.d
Perú	Carmen Central-5	20,7	n.d
Perú	Shiviyacu-23	20,8	n.d
Perú	Mayna	25,7	n.d
Qatar	Dukhan	41,7	1,3
Qatar	Qatar Marine	35,3	1,6
Qatar	Qatar Land	41,4	n.d
Ras al-Jaima	Rak Condensate	54,1	n.d
Ras al-Jaima	Ras Al Khaimah Miscellaneous	n.d	n.d
Reino Unido	Auk	37,2	0,5
Reino Unido	Beatrice	38,7	0,05
Reino Unido	Brae	33,6	0,7
Reino Unido	Buchan	33,7	0,8
Reino Unido	Claymore	30,5	1,6
Reino Unido	S.V. (Brent)	36,7	0,3
Reino Unido	Tartan	41,7	0,6
Reino Unido	Tern	35	0,7
Reino Unido	Magnus	39,3	0,3
Reino Unido	Dunlin	34,9	0,4
Reino Unido	Fulmar	40	0,3
Reino Unido	Hutton	30,5	0,7
Reino Unido	N.W. Hutton	36,2	0,3
Reino Unido	Maureen	35,5	0,6
Reino Unido	Murchison	38,8	0,3
Reino Unido	Ninian Blend	35,6	0,4
Reino Unido	Montrose	40,1	0,2
Reino Unido	Beryl	36,5	0,4
Reino Unido	Piper	35,6	0,9
Reino Unido	Forties	36,6	0,3
Reino Unido	Brent Blend	38	0,4
Reino Unido	Flotta	35,7	1,1

▼B

País	Nombre comercial de la materia prima	API	Azufre (peso en %)
Reino Unido	Thistle	37	0,3
Reino Unido	S.V. (Ninian)	38	0,3
Reino Unido	Argyle	38,6	0,2
Reino Unido	Heather	33,8	0,7
Reino Unido	South Birch	38,6	n.d
Reino Unido	Wytch Farm	41,5	n.d
Reino Unido	Cormorant North	34,9	0,7
Reino Unido	Cormorant South (Cormorant «A»)	35,7	0,6
Reino Unido	Alba	19,2	n.d
Reino Unido	Foinhaven	26,3	0,38
Reino Unido	Schiehallion	25,8	n.d
Reino Unido	Captain	19,1	0,7
Reino Unido	Harding	20,7	0,59
Rusia	Urals	31	2
Rusia	Russian Export Blend	32,5	1,4
Rusia	M100	17,6	2,02
Rusia	M100 Heavy	16,67	2,09
Rusia	Siberian Light	37,8	0,4
Rusia	E4 (Gravenshon)	19,84	1,95
Rusia	E4 Heavy	18	2,35
Rusia	Purovsky Condensate	64,1	0,01
Rusia	Sokol	39,7	0,18
Sharya	Mubarek Sharjah	37	0,6
Sharya	Sharjah Condensate	49,7	0,1
Singapur	Rantau	50,5	0,1
Siria	Syrian Straight	15	n.d
Siria	Thayyem	35	n.d
Siria	Omar Blend	38	n.d
Siria	Omar	36,5	0,1
Siria	Syrian Light	36	0,6
Siria	Souedie	24,9	3,8

▼B

País	Nombre comercial de la materia prima	API	Azufre (peso en %)
Tailandia	Erawan Condensate	54,1	n.d
Tailandia	Sirikit	41	n.d
Tailandia	Nang Nuan	30	n.d
Tailandia	Bualuang	27	n.d
Tailandia	Benchamas	42,4	0,12
Trinidad y Tobago	Galeota Mix	32,8	0,3
Trinidad y Tobago	Trintopec	24,8	n.d
Trinidad y Tobago	Land/Trinmar	23,4	1,2
Trinidad y Tobago	Calypso Miscellaneous	30,84	0,59
Túnez	Zarzaitine	41,9	0,1
Túnez	Ashtart	29	1
Túnez	El Borma	43,3	0,1
Túnez	Ezzaouia-2	41,5	n.d
Turquía	Turkish Miscellaneous	n.d	n.d
Ucrania	Ukraine Miscellaneous	n.d	n.d
Uzbekistán	Uzbekistan Miscellaneous	n.d	n.d
Venezuela	Jobo (Monagas)	12,6	2
Venezuela	Lama Lamar	36,7	1
Venezuela	Mariago	27	1,5
Venezuela	Ruiz	32,4	1,3
Venezuela	Tucipido	36	0,3
Venezuela	Venez Lot 17	36,3	0,9
Venezuela	Mara 16/18	16,5	3,5
Venezuela	Tía Juana Light	32,1	1,1
Venezuela	Tía Juana Med 26	24,8	1,6

▼B

País	Nombre comercial de la materia prima	API	Azufre (peso en %)
Venezuela	Oficina	35,1	0,7
Venezuela	Bachaquero	16,8	2,4
Venezuela	Cento Lago	36,9	1,1
Venezuela	Lagunillas	17,8	2,2
Venezuela	La Rosa Medium	25,3	1,7
Venezuela	San Joaquín	42	0,2
Venezuela	Lagotreco	29,5	1,3
Venezuela	Lagocinco	36	1,1
Venezuela	Boscán	10,1	5,5
Venezuela	Leona	24,1	1,5
Venezuela	Barinas	26,2	1,8
Venezuela	Silvestre	28,4	1
Venezuela	Mesa	29,2	1,2
Venezuela	Ceuta	31,8	1,2
Venezuela	Lago Medio	31,5	1,2
Venezuela	Tigre	24,5	n.d
Venezuela	Anaco Wax	41,5	0,2
Venezuela	Santa Rosa	49	0,1
Venezuela	Bombai	19,6	1,6
Venezuela	Aguasay	41,1	0,3
Venezuela	Anaco	43,4	0,1
Venezuela	BCF-Bach/Lag17	16,8	2,4
Venezuela	BCF-Bach/Lag21	20,4	2,1
Venezuela	BCF-21.9	21,9	n.d
Venezuela	BCF-24	23,5	1,9
Venezuela	BCF-31	31	1,2
Venezuela	BCF Blend	34	1
Venezuela	Bolival Coast	23,5	1,8
Venezuela	Ceuta/Bach 18	18,5	2,3
Venezuela	Corridor Block	26,9	1,6
Venezuela	Cretaceous	42	0,4

▼B

País	Nombre comercial de la materia prima	API	Azufre (peso en %)
Venezuela	Guanipa	30	0,7
Venezuela	Lago Mix Med.	23,4	1,9
Venezuela	Larosa/Lagun	23,8	1,8
Venezuela	Menemoto	19,3	2,2
Venezuela	Cabimas	20,8	1,8
Venezuela	BCF-23	23	1,9
Venezuela	Oficina/Mesa	32,2	0,9
Venezuela	Pilón	13,8	2
Venezuela	Recon (Venez)	34	n.d
Venezuela	102 Tj (25)	25	1,6
Venezuela	Tjl Cretaceous	39	0,6
Venezuela	Tía Juana Pesado (Heavy)	12,1	2,7
Venezuela	Mesa-Recon	28,4	1,3
Venezuela	Oritupano	19	2
Venezuela	Hombre Pintado	29,7	0,3
Venezuela	Merey	17,4	2,2
Venezuela	Lago Light	41,2	0,4
Venezuela	Laguna	11,2	0,3
Venezuela	Bach/Ceuta Mix	24	1,2
Venezuela	Bachaquero 13	13	2,7
Venezuela	Ceuta — 28	28	1,6
Venezuela	Temblador	23,1	0,8
Venezuela	Lagomar	32	1,2
Venezuela	Taparito	17	n.d
Venezuela	BCF-Heavy	16,7	n.d
Venezuela	BCF-Medium	22	n.d
Venezuela	Caripito Blend	17,8	n.d
Venezuela	Laguna/Ceuta Mix	18,1	n.d
Venezuela	Morichal	10,6	n.d

▼B

País	Nombre comercial de la materia prima	API	Azufre (peso en %)
Venezuela	Pedernales	20,1	n.d
Venezuela	Quiriquire	16,3	n.d
Venezuela	Tucupita	17	n.d
Venezuela	Furrial-2 (E. Venezuela)	27	n.d
Venezuela	Curazao Blend	18	n.d
Venezuela	Santa Bárbara	36,5	n.d
Venezuela	Cerro Negro	15	n.d
Venezuela	BCF22	21,1	2,11
Venezuela	Hamaca	26	1,55
Venezuela	Zuata 10	15	n.d
Venezuela	Zuata 20	25	n.d
Venezuela	Zuata 30	35	n.d
Venezuela	Monogas	15,9	3,3
Venezuela	Corocoro	24	n.d
Venezuela	Petrozuata	19,5	2,69
Venezuela	Morichal 16	16	n.d
Venezuela	Guafita	28,6	0,73
Vietnam	Bach Ho (White Tiger)	38,6	0
Vietnam	Dai Hung (Big Bear)	36,9	0,1
Vietnam	Rang Dong	37,7	0,5
Vietnam	Ruby	35,6	0,08
Vietnam	Su Tu Den (Black Lion)	36,8	0,05
Yemen	North Yemeni Blend	40,5	n.d
Yemen	Alif	40,4	0,1
Yemen	Maarib Lt.	49	0,2
Yemen	Masila Blend	30-31	0,6
Yemen	Shabwa Blend	34,6	0,6
Zona neutral	Eocene (Wafra)	18,6	4,6
Zona neutral	Hout	32,8	1,9

▼B

País	Nombre comercial de la materia prima	API	Azufre (peso en %)
Zona neutral	Khafji	28,5	2,9
Zona neutral	Burgan (Wafra)	23,3	3,4
Zona neutral	Ratawi	23,5	4,1
Zona neutral	Neutral Zone Mix	23,1	n.d
Zona neutral	Khafji Blend	23,4	3,8
Otros	Pizarra bituminosa	n.d	n.d
Otros	Petróleo de pizarra bituminosa	n.d	n.d
Otros	Gas natural: canalizado por gasoductos desde la fuente	n.d	n.d
Otros	Gas natural: a partir de GNL	n.d	n.d
Otros	Gas de pizarra: canalizado por gasoductos desde la fuente	n.d	n.d
Otros	Carbón	n.d	n.d

▼B

ANEXO II

CÁLCULO DE LAS NORMAS MÍNIMAS PARA CARBURANTES DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES

Método de cálculo

a) La norma mínima para carburantes se calcula sobre la base del consumo medio en la Unión de combustibles fósiles (gasolina, diésel, gasóleo, GLP y GNC):

$$\text{Norma mínima para carburantes} = \frac{\sum_x (GHGi_x \times MJ_x)}{\sum_x MJ_x}$$

donde:

«x» representa los diferentes combustibles y energías incluidos en el ámbito de aplicación de la presente Directiva y definidos en el cuadro que figura a continuación;

«$GHGi_x$» es la intensidad de gases de efecto invernadero del suministro anual vendido en el mercado del combustible x o energía incluidos en el ámbito de aplicación de la presente Directiva, expresada en g de CO_{2eq}/MJ; se utilizarán los valores correspondientes a los combustibles fósiles que se presentan en el anexo I, parte 2, punto 5;

«MJ_x» es la energía total suministrada y convertida a partir de los volúmenes notificados del combustible x, expresada en megajulios.

b) Datos sobre consumo

Los datos sobre consumo utilizados para calcular el valor son los siguientes:

Combustible	Consumo de energía (MJ)	Fuente
Diésel	$7\,894\,969 \times 10^6$	Datos notificados por los Estados miembros a la CNUCC en 2010
Gasóleo para máquinas móviles no de carretera	$240\,763 \times 10^6$	
Gasolina	$3\,844\,356 \times 10^6$	
GLP	$217\,563 \times 10^6$	
GNC	$51\,037 \times 10^6$	

Intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero

La norma mínima para carburantes correspondiente a 2010 será: 94,1 g de CO_{2eq}/MJ

▼B

ANEXO III

INFORMES DE LOS ESTADOS MIEMBROS A LA COMISIÓN

1. A más tardar el 31 de diciembre de cada año, los Estados miembros comunicarán los datos indicados en el punto 3. Deben comunicarse los datos correspondientes a todos los combustibles y energía comercializados en cada Estado miembro. Cuando se mezclen varios biocarburantes con combustibles fósiles deben notificarse los datos de cada biocarburante.

2. Los datos enumerados en el punto 3 deben notificarse por separado para los combustibles o energía comercializados por los proveedores dentro de un Estado miembro concreto (incluidos los proveedores asociados que operen en el mismo Estado miembro).

3. Respecto a cada combustible y energía, los Estados miembros deben comunicar a la Comisión los siguientes datos agregados de acuerdo con el punto 2 y definidos en el anexo I:

   a) tipo de combustible o energía;

   b) volumen o cantidad de combustible o electricidad;

   c) intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero;

   d) UER;

   e) origen;

   f) lugar de adquisición.

▼B

ANEXO IV

PLANTILLA PARA LA COMUNICACIÓN DE INFORMACIÓN EN ARAS DE LA COHERENCIA DE LOS DATOS COMUNICADOS

Combustible. Proveedores individuales

Entrada	Informe conjunto (SÍ/NO)	País	Proveedor[1]	Tipo de combustible[7]	Código NC del combustible[7]	Cantidad[2]		Intensidad media de GEI	Reducción de emisiones desde la fuente[5]	Reducción respecto a la media de 2010
						por litros	por energía			
I		Código NC	Intensidad de GEI[4]	Materia prima	Código.NC	Intensidad de GEI[4]	sostenible (SÍ/NO)			
		Componente F.1 (componente de combustibles fósiles)		Componente B.1 (componente de biocarburantes)						
		Componente F.n (componente de combustibles fósiles)		Componente B.m (componente de biocarburantes)						
k										
		Código NC[2]	Intensidad de GEI[4]	Materia prima	Código.NC[2]	Intensidad de GEI[4]	sostenible (SÍ/NO)			
		Componente F.1 (componente de combustibles fósiles)		Componente B.1 (componente de biocarburantes)						
		Componente F.n (componente de combustibles fósiles)		Componente B.m (componente de biocarburantes)						

Combustible. Proveedores asociados

Entrada	Informe conjunto (SÍ/NO)	País	Proveedor[1]	Tipo de combustible[7]	Código NC del combustible[7]	Cantidad[2]		Intensidad media de GEI	Reducción de emisiones desde la fuente[5]	Reducción respecto a la media de 2010
						por litros	por energía			
I	SÍ									
	SÍ									
	Subtotal									
		Código NC	Intensidad de GEI[4]	Materia prima	Código NC	Intensidad de GEI[4]	sostenible (SÍ/NO)			
		Componente F.1 (componente de combustibles fósiles)		Componente B.1 (componente de biocarburantes)						
		Componente F.n (componente de combustibles fósiles)		Componente B.m (componente de biocarburantes)						

▼B

Entrada	Informe conjunto (SÍ/NO)	País	Proveedor[1]	Tipo de combustible[7]	Código NC del combustible[7]	Cantidad[2]		Intensidad media de GEI	Reducción de emisiones desde la fuente[5]	Reducción respecto a la media de 2010
						por litros	por energía			
	SÍ									
	SÍ									
	Subtotal									
		Código NC[2]	Intensidad de GEI[4]	Materia prima	Código NC[2]	Intensidad de GEI[4]	sostenible (SÍ/NO)			
x	Componente F.1 (componente de combustibles fósiles)			Componente B.1 (componente de biocarburantes)						
	Componente F.n (componente de combustibles fósiles)			Componente B.m (componente de biocarburantes)						

Electricidad

Informe conjunto (SÍ/NO)	País	Proveedor[1]	Tipo de energía[7]	Cantidad[6]	Intensidad de GEI	Reducción respecto a la media de 2010
				por energía		
NO						
Información del proveedor asociado						
	País	Proveedor[1]	Tipo de energía[7]	Cantidad[6]	Intensidad de GEI	Reducción respecto a la media de 2010
				por energía		
SÍ						
SÍ						
	Subtotal					

Origen. Proveedores individuales[8]

Entrada 1	Componente F.1		Entrada 1	Componente F.n		Entrada k	Componente F.1		Entrada k	Componente F.n	
Nombre comercial de la materia prima	Gravedad API[3]	Toneladas	Nombre comercial de la materia prima	Gravedad API[3]	Toneladas	Nombre comercial de la materia prima	Gravedad API[3]	Toneladas	Nombre comercial de la materia prima	Gravedad API[3]	Toneladas

▼B

Entrada 1	Componente F.1		Entrada 1	Componente F.n		Entrada k	Componente F.1		Entrada k	Componente F.n	
Nombre comercial de la materia prima	Gravedad API[3]	Toneladas	Nombre comercial de la materia prima	Gravedad API[3]	Toneladas	Nombre comercial de la materia prima	Gravedad API[3]	Toneladas	Nombre comercial de la materia prima	Gravedad API[3]	Toneladas

Entrada 1	Componente B.1		Entrada 1	Componente B.n		Entrada k	Componente B.1		Entrada k	Componente B.n	
Proceso bio	Gravedad API[2]	Toneladas	Proceso bio	Gravedad API[3]	Toneladas	Proceso bio	Gravedad API[3]	Toneladas	Proceso bio	Gravedad API[3]	Toneladas

▼B

Entrada 1	Componente B.1		Entrada 1	Componente B.n		Entrada k	Componente B.1		Entrada k	Componente B.n	
Proceso bio	Gravedad API[2]	Toneladas	Proceso bio	Gravedad API[3]	Toneladas	Proceso bio	Gravedad API[3]	Toneladas	Proceso bio	Gravedad API[3]	Toneladas

Origen. Proveedores asociados[8]

Entrada I	Componente F.1		Entrada I	Componente F.n		Entrada X	Componente F.1		Entrada X	Componente F.n	
Nombre comercial de la materia prima	Gravedad API[3]	Toneladas	Nombre comercial de la materia prima	Gravedad API[3]	Toneladas	Nombre comercial de la materia prima	Gravedad API[3]	Toneladas	Nombre comercial de la materia prima	Gravedad API[3]	Toneladas

▼B

Entrada I	Componente F.1		Entrada I	Componente F.n		Entrada X	Componente F.1		Entrada X	Componente F.n	
Nombre comercial de la materia prima	Gravedad API[3]	Toneladas	Nombre comercial de la materia prima	Gravedad API[3]	Toneladas	Nombre comercial de la materia prima	Gravedad API[3]	Toneladas	Nombre comercial de la materia prima	Gravedad API[3]	Toneladas

Entrada I	Componente B.1		Entrada I	Componente B.n		Entrada X	Componente B.1		Entrada X	Componente B.n	
Proceso bio	Gravedad API[3]	Toneladas	Proceso bio	Gravedad API[3]	Toneladas	Proceso bio	Gravedad API[3]	Toneladas	Proceso bio	Gravedad API[3]	Toneladas

▼B

Entrada I	Componente B.1		Entrada I	Componente B.n		Entrada X	Componente B.1		Entrada X	Componente B.n	
Proceso bio	Gravedad API[3]	Tone-ladas	Proceso bio	Gravedad API[3]	Tone-ladas	Proceso bio	Gravedad API[3]	Tone-ladas	Proceso bio	Gravedad API[3]	Tone-ladas

Lugar de adquisición[9]

Entrada	Componente	Nombre de la refinería/ instalación de procesamiento	País	Nombre de la refinería/ instalación de procesamiento	País	Nombre de la refinería/ instalación de procesamiento	País	Nombre de la refinería/ instalación de procesamiento	País	Nombre de la refinería/ instalación de procesamiento	País	Nombre de la refinería/ instalación de procesamiento	País
1	F.1												
1	F.n												
1	B.1												
1	B.m												
k	F.1												
k	F.n												
k	B.1												
k	B.m												
I	F.1												
I	F.n												
I	B.1												
I	B.m												
X	F.1												
X	F.n												
X	B.1												
X	B.m												

▼B

Total de la energía comunicada y de las reducciones realizadas por Estado miembro

Volumen (por energía)[10]	Intensidad de GEI	Reducción respecto a la media de 2010

Notas relativas al formato

La plantilla para los informes de los proveedores es idéntica a la plantilla para los informes de los Estados miembros.

Las casillas en gris no deben rellenarse.

1. Identificación del proveedor como se define en el anexo I, parte 1, punto 3, letra a).

2. La cantidad de combustible se establece en el anexo I, parte 1, punto 3, letra c).

3. La gravedad según el Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute, «API») se establece conforme al método de ensayo D287 de la ASTM.

4. La intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero se establece en el anexo I, parte 1, punto 3, letra e).

5. La reducción de las emisiones desde la fuente se establece en el anexo I, parte 1, punto 3, letra d); las especificaciones para la comunicación de información se establecen en el anexo I, parte 2, punto 1.

6. La cantidad de electricidad se establece en el anexo I, parte 2, punto 6.

7. Los tipos de combustibles y sus códigos NC se establecen en el anexo I, parte 1, punto 3, letra b).

8. El origen se define en el anexo I, parte 2, puntos 2 y 4.

9. El lugar de adquisición se define en el anexo I, parte 2, puntos 3 y 4.

10. La cantidad total de energía (combustibles y electricidad) realmente consumida.