



PROYECTO DE REAL DECRETO DE FOMENTO DE BIOCARBURANTES Y REDUCCIÓN DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO EN EL TRANSPORTE

I

La 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, establece que cada Estado miembro velará por que la cuota de energía procedente de fuentes renovables en todos los tipos de transporte en 2020 sea como mínimo equivalente al 10 por ciento de su consumo final de energía en el transporte.

La disposición adicional decimosexta de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, estableció objetivos anuales de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte hasta el año 2010, habilitando al Gobierno a modificar dichos objetivos, así como a establecer objetivos adicionales.

Posteriormente, la Ley 11/2013, de 26 de julio, de medidas de apoyo al emprendedor y de estímulo del crecimiento y de la creación de empleo, procedente del Real Decreto-ley 4/2013, de 22 de febrero, consideró justificado, para velar por la estabilidad de los precios de los combustibles de automoción, dado el escenario de recesión económica y teniendo en cuenta la evolución de las cotizaciones de los productos petrolíferos, reducir los objetivos que para 2013 habían sido regulados en el Real Decreto 459/2001, de 1 de abril, por el que se fijan objetivos obligatorios de biocarburantes para los años 2011, 2012 y 2013. Dicha ley estableció unos objetivos de consumo y venta de biocarburantes global y para el gasóleo del 4,1 por ciento y para la gasolina del 3,9 por ciento, todos ellos en contenido energético, para los años 2013 y sucesivos y habilitó al Gobierno a modificar los objetivos previstos en la misma, así como a establecer objetivos adicionales.

Transcurrida la coyuntura que dio lugar a la Ley 11/2013, de 26 de julio, y teniendo en cuenta el actual escenario de precios de los carburantes, se considera conveniente revisar los objetivos de consumo y venta de biocarburantes para el periodo 2016-2020, estableciendo únicamente un objetivo global, de manera que los sujetos obligados tengan flexibilidad para alcanzarlo, a través de certificados de biocarburantes en diésel o en gasolina, indistintamente.

El presente real decreto establece, para los años 2016 y 2017, un objetivo global anual obligatorio de consumo y venta de biocarburantes del 5 por ciento, y para los años 2018, 2019 y 2020, unos objetivos del 6 por ciento, 7 por ciento y 8,5 por ciento, respectivamente, todos ellos en contenido energético.

Asimismo, se habilita al Gobierno a modificar los objetivos regulados, así como a establecer objetivos adicionales, en función de la evolución del sector de los carburantes y los biocarburantes, los progresos alcanzados en el consumo de electricidad procedente de fuentes renovables en el transporte y de la normativa comunitaria que se establezca en materia de objetivos de energía renovable en el transporte y en el consumo final bruto de energía.

Para el año 2020, se establece que, para el cómputo en el objetivo de energías renovables en el transporte, el porcentaje de biocarburantes producidos a partir de cereales y otros cultivos ricos de almidón, azúcares y oleaginosas y otros cultivos con fines energéticos en tierras agrícolas no podrá superar el 7 por ciento y además, se podrá establecer un objetivo de venta y consumo de biocarburantes avanzados.

Los biocarburantes producidos a partir de residuos, no implican una demanda adicional de suelo, aportando reducciones considerables de las emisiones de gases de efecto invernadero. Para cumplir los objetivos previstos, debería fomentarse la utilización de los biocarburantes procedentes de materias primas residuales, como los aceites usados que cuentan con una tecnología madura, promoviendo la recogida de dicha materia prima y su transformación para su uso como biocarburante.

Por otro lado, la Orden ITC/2877/2008, de 9 de octubre, por la que se establece un mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte, establece mecanismos de flexibilidad temporal para la contabilización de las cantidades de biocarburantes vendidas o consumidas, y un sistema de certificación y pagos compensatorios, que permite a los sujetos obligados la transferencia de certificados, al tiempo que sirve como mecanismo de control de la obligación.

El presente real decreto suprime los apartados uno y dos del artículo 4 y modifica los apartados 1, 2, del artículo 11 de la citada Orden ITC/2877/2008, de 9 de octubre, para adaptarlos a la existencia de un único objetivo global de consumo y venta de biocarburantes.

Asimismo, se modifica el apartado 3 del citado artículo 11, ya que éste permite a los sujetos obligados el cumplimiento de las obligaciones establecidas para el logro de los objetivos anuales de

contenido mínimo de biocarburantes y otros combustibles renovables, mediante la realización de pagos compensatorios, siempre y cuando se alcance al menos el 50 por ciento de los objetivos regulados tanto en gasolina como en gasóleo. Dado que se regula únicamente un objetivo global, se modifica la obligación estableciendo que se debe alcanzar al menos el 50 por ciento del mismo, para que pueda considerarse que la realización de los pagos compensatorios supone su cumplimiento.

II

La 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, introduce un nuevo artículo 7 bis en la citada Directiva 98/70/CE, estableciendo que, como máximo el 31 de diciembre de 2020, deben haberse reducido las emisiones de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida hasta el 10 por ciento por unidad de energía del carburante o por energía suministrada, en comparación con el nivel medio de emisiones de gases de efecto invernadero por unidad de energía de los combustibles fósiles utilizados en la Unión Europea en 2010.

Esta reducción debe alcanzarse gradualmente, y consiste en una reducción del 6 por ciento mediante el uso de biocarburantes, combustibles alternativos y reducciones en la quema en antorcha (flaring) y venteos en los emplazamientos de producción, un objetivo indicativo adicional del 2 por ciento obtenida mediante el uso de tecnologías respetuosas con el medio ambiente, incluida la captura y el almacenamiento de carbono, y mediante el uso de vehículos eléctricos, y otro objetivo indicativo adicional del 2 por ciento obtenido mediante la compra de créditos con arreglo al Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kioto.

Para alcanzar estos objetivos, será esencial el desarrollo de combustibles alternativos, obtenidos a partir de materias primas con intensidad de emisiones de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida con valores más reducidos que los convencionales. En este sentido, cabe destacar el papel que podrán tener nuevos carburantes que, al no proceder de materias primas de origen biológico, como los residuos plásticos, no son objeto de otras políticas de fomento previstas en la normativa europea para biocarburantes, pero su utilización es favorable desde el punto de vista medioambiental.



Este real decreto incorpora al ordenamiento jurídico español lo previsto en el artículo 7 bis de 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, introducido por la citada Directiva 2009/30/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009 y así como lo dispuesto en la Directiva 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 dicha Directiva 98/70/CE.

Esta última directiva establece el método de cálculo de las emisiones de gases de efecto invernadero de los carburantes y la energía producidos a partir de fuentes no biológicas y se definen los informes a elaborar para poder evaluar el comportamiento de los sujetos obligados al cumplimiento de las obligaciones impuestas en el citado artículo 7 bis de la Directiva 98/70/CE.

III

El presente real decreto, regula la información precisa que deberán ofrecer los titulares de las instalaciones de distribución al por menor de productos petrolíferos que quieran acogerse a la posibilidad de informar del origen del combustible que comercializan que les ofrece el artículo 43.5 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos. Con esta regulación se pretende que la información que se presente a los consumidores sobre el origen del combustible suministrado por las instalaciones de suministro al por menor sea veraz y fiel, así como proteger los derechos de marca de los operadores al por mayor que suministran a estaciones independientes.

IV

Al objeto de cumplir con las obligaciones derivadas del artículo 7 de la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, se hace necesaria la recopilación de datos anuales sobre ahorros energéticos y emisiones de dióxido de carbono evitadas, obtenidos mediante actuaciones realizadas tanto por las Comunidades Autónomas como por aquéllas llevadas a cabo por las Entidades locales, por ello se introduce una disposición adicional requiriendo esa información desagregada por Comunidades Autónomas y Entidades locales de forma anual y agregada desde 2014.

Por otro lado, en este ámbito, para establecer los porcentajes de reparto del objetivo de ahorro anual entre los correspondientes sujetos obligados así como las cuotas u obligaciones de ahorro resultantes y su equivalencia financiera, regulados en regulados en el capítulo IV del título III de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, se hace necesaria la validación de datos sobre las ventas de energía de los citados sujetos.

Por ello, se introduce otra disposición adicional requiriendo esa información a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.

V

Al amparo de lo previsto en la Directiva 2009/72/CE y en el artículo 8 del Reglamento (CE) nº 714/2009, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad, se vienen desarrollando diversos trabajos con el objetivo de lograr un mercado interior de electricidad a nivel de la Unión Europea.

Entre estos trabajos se encuentra el de elaboración y tramitación de diversas propuestas de “códigos de red” en aplicación de lo establecido en el artículo 8 del mencionado Reglamento nº 714/2009. Estos textos son aprobados como Reglamentos de la Comisión Europea y son vinculantes para los Estados Miembros, entre los que se encuentra España.

El 5 de diciembre de 2014 fue aprobado por el procedimiento de Comitología el “Reglamento (UE) de la Comisión por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de la congestión”. Tras esta aprobación, la propuesta de texto está siendo en la actualidad sometida al procedimiento de escrutinio como paso final para su aprobación y publicación en el Diario Oficial de la Unión Europea.

En este reglamento se definen diferentes aspectos que afectan a la regulación del mercado de producción de energía eléctrica y a determinados sujetos. Así, define a los denominados “operadores designados para el mercado de electricidad” (NEMOs) y establece que éstos deberán actuar como contraparte de las transacciones de los mercados diario e intradiario.

En este contexto, se considera necesario modificar el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, así como las Reglas de

funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica en línea con lo previsto en el mencionado Real Decreto 2019/1997. Asimismo debe modificarse el Real Decreto 1619/2012, de 30 de noviembre, por el que se regulan las obligaciones de facturación a efectos de armonizar las actuaciones del operador del mercado en este nuevo ámbito de actividades.

Teniendo en cuenta el rango requerido para la incorporación al ordenamiento jurídico español de las previsiones del “Reglamento (UE) de la Comisión por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de la congestión”, se incluye en el presente real decreto las modificaciones normativas necesarias para realizar dicha incorporación en lo relativo a que OMIE, empresa que gestiona el mercado spot en la Península Ibérica como operador del mercado, pueda actuar como contraparte.

El artículo 149.1.25ª de la Constitución atribuye al Estado competencia exclusiva sobre las bases del régimen minero y energético. Este real decreto se ampara en dicho título competencial, así como en la disposición final segunda de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, que autoriza al Gobierno para aprobar, en el ámbito de sus competencias, mediante real decreto las normas de desarrollo de dicha ley y el artículo 41 de la Ley 11/2013, de 26 de julio, que habilita al Gobierno a modificar los objetivos previstos en dicho artículo así como a establecer objetivos adicionales.

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 5.2,a), así como en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, este real decreto ha sido sometido a informe preceptivo de la Comisión Nacional de Mercados y Competencia. Asimismo, se ha realizado el preceptivo trámite de audiencia a los interesados, según lo previsto en el artículo 24.1 de la Ley del Gobierno.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Industria, Energía y Turismo, [de acuerdo con] el Consejo de Estado y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día,

DISPONGO:

Artículo 1. Objeto.

Constituye el objeto del presente real decreto la introducción de medidas relacionadas con el fomento de la utilización de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte, así como la incorporación de normas del Derecho de la Unión Europea relativas a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en transporte por carretera, al ordenamiento jurídico español.

Capítulo I

Objetivos de venta y consumo de biocarburantes con fines de transporte

Artículo 2. Definiciones

A efectos del presente real decreto, además de las definiciones establecidas en el Real Decreto 1597/2011, de 4 de noviembre, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad de los biocarburantes y biolíquidos, el Sistema Nacional de Verificación de la Sostenibilidad y el doble valor de algunos biocarburantes a efecto de su cómputo, se aplicarán las siguientes definiciones, que también serán de aplicación a efectos del citado real decreto:

1. «Emisiones upstream»: 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 carburante al que hace referencia el anexo I.
2. «Bitumen natural»: cualquier fuente de materias primas de refinería que:
 - a) posea una densidad API (American Petroleum Institute) 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);
 - b) presente una viscosidad media anual a la temperatura del yacimiento superior al resultado de la ecuación: viscosidad (Centipoise) = $518,98^{(-0,038T)}$, 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, de 23 de julio de 1987, relativo a la nomenclatura arancelaria y estadística y al arancel aduanero común, y

- d) se caracterice por que la fuente de la materia prima se obtiene mediante extracción minera o drenaje por gravedad asistido por vapor, cuando la energía térmica se genera principalmente a partir fuentes distintas a la propia 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 y la obtención de la fuente de la materia prima se logra mediante extracción minera o drenaje por gravedad asistido por vapor.
 4. «Crudo convencional»: cualquier materia prima de refinería que posea una densidad 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.
 5. «Valor de referencia»: nivel medio de las emisiones de gases de efecto invernadero por unidad de energía derivada de los combustibles fósiles utilizados en la Unión Europea en 2010, cuyo valor es de 94,1 g de CO_{2eq}/MJ.

Artículo 3. *Objetivos de venta y consumo de biocarburantes con fines de transporte.*

1. Para alcanzar los objetivos relativos al uso de energías renovables establecidos en la normativa de la Unión Europea, el Gobierno podrá regular objetivos de consumo y venta de biocarburantes y otros combustibles renovables, en adelante biocarburantes, con fines de transporte, estando habilitado a modificar tanto los objetivos regulados, como a establecer objetivos adicionales, teniendo en cuenta la evolución del sector de los carburantes y los biocarburantes, los progresos alcanzados en el consumo de electricidad procedente de fuentes renovables en el transporte y de la normativa comunitaria que se establezca en materia de objetivos de energía renovable en el transporte y en el consumo final bruto de energía.
2. Los objetivos de venta y consumo de biocarburantes a que hace referencia el apartado anterior, son las ventas o consumos de biocarburantes sobre el total de gasolina y gasóleo vendidos o consumidos, con fines de transporte, en contenido energético, incluyendo los biocarburantes, y que se calcularán, para cada uno de los sujetos obligados listados en el artículo 4 de este real decreto, de acuerdo con las fórmulas recogidas en la normativa vigente.

3. Para el cómputo en el objetivo de energías renovables en el transporte, el porcentaje de biocarburantes producidos a partir de cereales y otros cultivos ricos de almidón, azúcares y oleaginosas y otros cultivos con fines energéticos en tierras agrícolas no podrá superar el 7 por ciento del consumo final de energía en transporte en 2020, con las excepciones que, en su caso, se establezcan por resolución de la Secretaría de Estado de Energía.
4. Por orden del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, se podrá establecer un objetivo indicativo de venta y consumo de biocarburantes avanzados, entendidos estos como aquellos procedentes de materias primas que no compitan con los cultivos alimentarios, como los producidos a partir de residuos y algas, con un impacto reducido en términos de cambio indirecto del uso de la tierra y con una elevada reducción global de emisiones de gases de efecto invernadero.

Los biocarburantes que tengan la consideración de avanzados se definirán por Resolución del Secretario de Estado de Energía. Dicha resolución establecerá asimismo el factor multiplicador del contenido energético de cada uno de estos biocarburantes avanzados, para el cumplimiento, en su caso, de cada uno de los objetivos regulados.

Artículo 4. *Sujetos obligados a acreditar el cumplimiento de los objetivos de venta o consumo de biocarburantes con fines de transporte.*

Los sujetos obligados a acreditar el cumplimiento de los objetivos a los que se refiere el artículo anterior son los siguientes:

- a) Los operadores al por mayor, regulados en el artículo 42 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, por sus ventas anuales en el mercado nacional, excluidas las ventas a otros operadores al por mayor.
- b) Las empresas que desarrollen la actividad de distribución al por menor de productos petrolíferos, regulada en el artículo 43 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, en la parte de sus ventas anuales en el mercado nacional no suministrado por los operadores al por mayor o por otros distribuidores al por menor.
- c) Los consumidores de productos petrolíferos, en la parte de su consumo anual no suministrado por operadores al por mayor o por las empresas que desarrollen la actividad de distribución al por menor de productos petrolíferos.



Capítulo II

Intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero en el transporte

Artículo 5. *Intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida de los carburantes y energía suministrada en el transporte.*

1. Lo dispuesto el presente artículo es de aplicación a las ventas o consumos efectuados, por los sujetos obligados del apartado 2 de este artículo, de los siguientes carburantes y energía suministrada en el transporte:

a. Carburantes utilizados para propulsar vehículos de carretera, máquinas móviles no de carretera, incluidos los buques de navegación interior cuando no se hallen en el mar y el ferrocarril, tractores agrícolas y forestales y embarcaciones de recreo cuando no se hallen en el mar.

Asimismo, por orden del Ministerio de Industria, Energía y Turismo podrán incluirse otros carburantes, como los biocarburantes para uso aéreo, en las condiciones que se determine en la citada orden.

b. Electricidad destinada a vehículos de carretera.

2. Los sujetos obligados a controlar y notificar las emisiones de gases de efecto invernadero por unidad de energía suministrada durante el ciclo de vida de los carburantes y la energía enumerados en el apartado anterior, así como a acreditar el cumplimiento de los objetivos establecidos en el apartado 3 de este artículo, son los siguientes:

a. Gasolina y gasóleo o diésel: Sujetos obligados a acreditar el cumplimiento de los objetivos de consumo y venta de biocarburantes.

b. Gases licuados del petróleo:

i. Los operadores al por mayor de GLP, regulados en el artículo 45 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, por sus ventas anuales en el mercado nacional, excluidas las ventas a otros operadores al por mayor.

- ii. Las empresas que desarrollen una actividad de comercialización al por menor de gases licuados del petróleo, reguladas en el artículo 45 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, en la parte de sus ventas anuales en el mercado nacional no suministrada por los operadores al por mayor.
 - iii. Los consumidores de gases licuados del petróleo en la parte de su consumo anual no suministrada por los operadores al por mayor regulados o por las empresas que desarrollen una actividad de comercialización de gases licuados del petróleo.
- c. Gas natural:
- i. Los comercializadores de gas natural, definidos en el artículo 58, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.
 - ii. Los consumidores directos en mercado, en la parte de sus consumos de carácter firme no suministrados por los comercializadores autorizados, definidos en el citado artículo 58, que suministren gas natural, biogás o gases manufacturados para su uso como carburante en estaciones de servicio.
- d. Energía eléctrica: Los gestores de cargas del sistema, definidos en el artículo 9.h) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico.

Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se podrán regular condiciones específicas que tienen que tener los citados sujetos para estar incluidos en la obligación recogida en el presente artículo o se podrán establecer excepciones para determinados sujetos. Asimismo, se podrán incluir nuevos sujetos obligados, en el caso de desarrollo de nuevos carburantes o energías suministradas en el transporte.

3. Los sujetos obligados previstos en el apartado 2, deberán reducir las emisiones de gases de efecto invernadero del ciclo de vida por unidad carburante y de energía suministrada hasta un 10 por ciento, respecto al valor de referencia de los combustibles fósiles utilizados en la Unión Europea en 2010, antes del 31 de diciembre de 2020. Esa reducción consistirá en:
- a. Un 6 por ciento cumpliendo, con el objetivo indicativo intermedio del 4 % para el 31 de diciembre de 2017, mediante el uso de biocarburantes, combustibles alternativos y reducciones en la quema en antorcha (flaring) y venteo en los emplazamientos.

- b. Un objetivo indicativo adicional del 2 por ciento, sin perjuicio de las posibles modificaciones realizadas en la normativa europea al respecto, logrado mediante al menos uno de los métodos siguientes:
 - i. El suministro de energía destinada al transporte para su uso en cualquier tipo de vehículo de carretera, de máquinas móviles no de carretera, incluidos los buques de navegación interior y el ferrocarril, tractores agrícolas y forestales o embarcaciones de recreo.
 - ii. El uso de cualquier tecnología, incluida la captura y el almacenamiento del carbono, capaz de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero del ciclo de vida por unidad de energía del carburante o por energía suministrada.
 - c. Un objetivo indicativo adicional del 2 por ciento, sin perjuicio de las posibles modificaciones realizadas en la normativa europea al respecto, logrado mediante la compra de créditos con arreglo al Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kioto, conforme a las condiciones fijadas en la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de octubre de 2003, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad, para las reducciones en el sector del suministro de combustible.
4. Los sujetos obligados, previstos en el apartado 2, deberán utilizar el método de cálculo establecido en el anexo I del presente real decreto para determinar la intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero de los carburantes que suministran, comparando las reducciones que hayan realizado con el valor de referencia.

En el caso de los biocarburantes, la intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero se calculará de acuerdo con lo previsto en el Real Decreto 1597/2011, de 4 de noviembre, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad de los biocarburantes y biolíquidos, el Sistema Nacional de Verificación de la Sostenibilidad y el doble valor de algunos biocarburantes a efecto de su cómputo.

5. Los sujetos obligados deberán comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas los datos para evaluar el cumplimiento de las obligaciones impuestas en este artículo, utilizando la plantilla que figura en el anexo III del presente real decreto, en los plazos que se determinen por resolución de la Secretaría de Estado de Energía.

6. Un grupo de sujetos obligados podrá optar por cumplir en conjunto las obligaciones de reducción incluidas en el apartado 3, en la forma que se establezca por orden del Ministerio de Industria, Energía y Turismo. En tal caso, dicho grupo se considerará un único sujeto a los efectos del citado apartado.
7. Cuando los sujetos obligados sean pequeñas y medianas empresas, en el sentido en el que las define la Recomendación 2003/361/CE de la Comisión, de 6 de mayo de 2003, sobre la definición de microempresas, pequeñas y medianas empresas, aplicarán el método simplificado que figura en el anexo I de este real decreto.
8. Desde la fecha fijada en la resolución a que se hace referencia en el apartado 5, la Dirección General de Política Energética y Minas será responsable de la remisión a la Comisión Europea de la información sobre el cumplimiento de lo dispuesto en el presente artículo, con arreglo al anexo II del presente real decreto, utilizando la plantilla prevista en el anexo III, antes del 31 de diciembre de cada año.

Para ello se 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 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, transmitiendo electrónicamente los datos al archivo central de datos que gestiona la Agencia Europea del Medio Ambiente.

9. Por orden del Ministerio de Industria, Energía y Turismo se podrá desarrollar lo previsto en este artículo y desarrollar o modificar los anexos del presente real decreto. Asimismo, se determinarán los valores medios nacionales por defecto durante el ciclo de vida en relación con la electricidad consumida por motocicletas y vehículos eléctricos, según lo dispuesto en el punto 6 de la parte 2 del anexo I.
10. En caso de incumplimiento por parte de los sujetos obligados de los objetivos regulados en el apartado 3 de este artículo, será de aplicación lo previsto en el régimen sancionador recogido en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos y en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico.

Disposición adicional primera. *Objetivos obligatorios mínimos de venta o consumo de biocarburantes con fines de transporte para el periodo 2016-2020.*

De acuerdo con lo dispuesto en el apartado 1 del artículo 3 del presente real decreto, los sujetos a que se refiere el artículo 4 del mismo artículo, deberán acreditar ante la entidad de certificación, anualmente, la titularidad de una cantidad mínima de certificados de biocarburantes que permitan cumplir con los objetivos obligatorios mínimos, en contenido energético, de la siguiente tabla:

	2016	2017	2018	2019	2020
Objetivos de biocarburantes (%)	5%	5%	6%	7%	8,5%

Disposición adicional segunda. Información y documentación para demostrar la materia prima de procedencia de los biocarburantes.

Para la contabilización de los biocarburantes a efectos de lo dispuesto en los apartados 4 y 5 del artículo 3 del presente real decreto, las materias primas o el biocarburante correspondiente deberán ir acompañados de la información y documentación que determine la entidad de certificación responsable de la expedición de certificados de consumo y venta de biocarburantes.

Disposición adicional tercera. *Modificación de la Orden ITC/2877/2008, de 9 de octubre, por la que se establece un mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte.*

Se modifica la Orden ITC/2877/2008, de 9 de octubre, por la que se establece un mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte, en los siguientes términos:

Uno. Se suprimen los apartados 2 y 3 del artículo 4.

Dos. Se modifican los apartados 1, 2 y 3 del artículo 11, que quedan redactados como sigue:

"1. Los sujetos obligados que no dispongan de certificados suficientes para el cumplimiento de sus obligaciones estarán obligados a la realización de pagos compensatorios por el importe que resulte de la aplicación de la siguiente fórmula:

$$PC_{in} = \alpha_T \cdot DT_{in}$$

Donde:

PC_{in} es el pago compensatorio expresado en euros a realizar por el sujeto obligado i -ésimo en el año n .

α_T es un valor de 763 €/certificado.

DT_{in} es el déficit certificados de biocarburantes para el sujeto i -ésimo en el año n de acuerdo a la fórmula siguiente:

$$DT_{in} = \max \{0, OB_{in} \cdot (D_{in} + G_{in}) - CBG_{in} - CBD_{in}\}$$

El resto de parámetros son los definidos en la presente orden.

2. Los ingresos generados por este concepto en cada año natural dotarán un único fondo de pagos compensatorios que la entidad de certificación repartirá entre los sujetos que cuenten con exceso de certificados en relación a su obligación según la fórmula siguiente:

$$PFC_{in} = \beta \cdot ET_{in}$$

Donde:

PFC_{in} es el pago con cargo al fondo de pagos compensatorios del sujeto obligado i -ésimo en el año n .

β es un valor máximo de 763 €/certificado

ET_{in} son los excesos de biocarburantes para el sujeto i -ésimo en el año n en relación al objetivo global de biocarburantes que se calculará de acuerdo a la fórmula siguiente:

$$ET_{in} = \max \{0; (CBD_{in} + CBG_{in}) - OB_{in} \cdot (D_{in} + G_{in})\}$$

El resto de parámetros son los definidos en la presente orden.

En caso de que el fondo de pagos compensatorios de un año no bastara para satisfacer la cantidad calculada según la fórmula anterior, esta cantidad se reducirá de forma proporcional. En caso contrario, si hubiera un exceso de recursos en el fondo de pagos compensatorios, este exceso pasará a dotar al fondo del año siguiente.

3. Se considerará que la realización de los pagos compensatorios que resulten de la aplicación de lo establecido en el apartado 1 del presente artículo, y que determinará la entidad de certificación conforme a lo establecido en el artículo 12, supone el cumplimiento de las obligaciones establecidas para el logro de los objetivos anuales de contenido mínimo de biocarburantes y otros combustibles renovables de un sujeto obligado siempre que se cumpla la siguiente condición:

$$(CBG_{in}+CBD_{in}) \geq 0,5 OB_{in} \cdot (G_{in}+D_{in})$$

Donde los parámetros utilizados son los definidos en la presente orden.

En caso contrario, se considerará que se ha producido un incumplimiento de las obligaciones establecidas para el logro de los objetivos anuales de contenido mínimo de biocarburantes y otros combustibles renovables, lo que constituye infracción muy grave de acuerdo con el artículo 109, apartado 1, párrafo aa, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos. La imposición de sanciones administrativas que pudieran derivarse del citado incumplimiento se realizará sin perjuicio de los pagos compensatorios que se deberán efectuar en cualquier caso, de acuerdo con lo establecido en el apartado 1 del presente artículo”.

Disposición adicional cuarta. *Información sobre el origen del combustible en estaciones de servicio independiente.*

Los titulares de las instalaciones de distribución al por menor de productos petrolíferos que no pertenezcan a la red de distribución de un operador mayorista podrán publicitar informando del origen del combustible que comercializan.

En este caso, deberán indicar obligatoriamente la fecha de adquisición, cantidad en metros cúbicos, el nombre o denominación social y la dirección completa de todos los operadores mayoristas y distribuidores a los que se haya adquirido combustible, como mínimo, en los últimos dos meses.

Disposición adicional quinta. *Obligación de información de las Comunidades Autónomas y Entidades locales sobre sus programas de ahorro y eficiencia energética.*

Al objeto de cumplir con las obligaciones derivadas de la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, desde la entrada

en vigor de este real decreto, las Entidades locales así como el órgano competente de cada Comunidad Autónoma en materia de eficiencia energética, informarán anualmente, antes del 31 de diciembre de cada año, al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, de los ahorros energéticos y de las emisiones de dióxido de carbono evitadas, derivados de las actuaciones en materia de ahorro y eficiencia energética llevadas a cabo en el ámbito de su municipio y de su territorio respectivamente, y de forma agregada desde el 1 de enero de 2014.

Por parte del Ministerio de Industria, Energía y Turismo se determinará la forma, contenido y desglose en que dicha información ha de ser remitida.

Disposición adicional sexta. *Obligación de Información de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos sobre ventas de energía.*

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia así como la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, informarán a la Dirección General de Política Energética y Minas, antes del 30 de septiembre de cada año, sobre las ventas de energía de los sujetos obligados en el marco del sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética, regulados en el capítulo IV del título III de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

Por parte de la citada Dirección General de Política Energética y Minas se determinará el contenido, desglose y forma en que dicha información ha de ser remitida.

Disposición adicional séptima. Modificación apartado 5 del artículo 9 del Real Decreto 1597/2011, de 4 de noviembre, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad de los biocarburantes y biolíquidos, el Sistema Nacional de Verificación de la Sostenibilidad y el doble valor de algunos biocarburantes a efecto de su cómputo.

Se modifica el apartado 5 del artículo 9 del Real Decreto 1597/2011, de 4 de noviembre, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad de los biocarburantes y biolíquidos, el Sistema Nacional de Verificación de la Sostenibilidad y el doble valor de algunos biocarburantes a efecto de su cómputo, que pasa a tener la siguiente redacción:

“5. Sujetos obligados a la venta o consumo de biocarburantes, establecidos en la normativa vigente.”

Disposición transitoria única. *Aprobación de reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario de producción.*

En el plazo de un mes a contar desde la entrada en vigor del presente real decreto, el operador del mercado presentará al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, para su aprobación, una propuesta de reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario de producción, para adaptarse a las modificaciones del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, previstas en la disposición final tercera de este real decreto.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

1. Quedan derogadas las siguientes disposiciones:

- a. La disposición final primera de la Orden IET/631/2012, de 29 de marzo, por la que se introduce una excepción de carácter territorial en el mecanismo de fomento del uso de biocarburantes para los años 2011, 2012 y 2013.
- b. La Resolución de 8 de julio de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se actualizan para el año 2013 valores de las fórmulas de cálculo de los pagos compensatorios, relacionados con el cumplimiento de la obligación de biocarburantes, contenidos en la Orden ITC/2877/2008, de 9 de octubre.

2. Asimismo, quedan derogadas cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en el presente real decreto.

Disposición final primera. *Título competencial.*

Este real decreto se dicta al amparo de lo dispuesto en el artículo 149.1.25.^ª de la Constitución, que atribuye al Estado la competencia en materia de bases del régimen minero y energético.

Disposición final segunda. *Modificación del Real Decreto 61/2006, de 31 de enero, por el que se fijan las especificaciones de gasolinas, gasóleos, fuelóleos y gases licuados del petróleo, se regula el uso de determinados biocarburantes y el contenido de azufre de los combustibles para uso marítimo.*

Se modifica el artículo 8.5.a) que quedará redactado con el siguiente tenor:

“En el caso de gasolinas con más de un 5 por ciento en volumen de bioetanol o más de un 2,7 por ciento en masa de oxígeno se deberá informar al consumidor con el siguiente anuncio: “Antes de utilizar este producto asegúrese de que es apto para su motor”.”

Disposición final tercera. *Modificación del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.*

Se modifica el apartado 3 del artículo 25 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, y se introduce un nuevo apartado 4, con la siguiente redacción:

“3. El operador del mercado actuará como contraparte central de las compras y ventas del mercado diario de producción y exigirá las correspondientes garantías, todo ello, en los términos y condiciones establecidos en las Reglas del mercado. En desarrollo de esta función, el operador del mercado se interpondrá en las obligaciones derivadas de las compras y ventas, convirtiéndose en vendedor de cada operación de compra y en comprador en cada operación de venta.

4. El operador del sistema podrá liquidar directa o indirectamente las obligaciones de pago y los derechos de cobro definidos en los apartados 1 y 2, y podrá exigir las correspondientes garantías. Si la liquidación la realiza directamente, notificará a la entidad titular de la cuenta en la que hayan de realizarse los pagos, los vendedores a quienes corresponde el cobro y el importe a satisfacer a cada uno de ellos. Esta función la podrá realizar de forma indirecta a través de terceros.”

Disposición final cuarta. *Modificación del Real Decreto 1619/2012, de 30 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento por el que se regulan las obligaciones de facturación.*

Se modifica la disposición adicional tercera del Real Decreto 1619/2012, de 30 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento por el que se regulan las obligaciones de facturación, que queda redactada de la siguiente forma:

“Disposición adicional tercera. Facturación de determinadas entregas y productos sobre energía eléctrica.

1. Las intercambios de energía eléctrica asociados al mercado de producción de energía eléctrica a que se refieren los artículos 28, 29 y 30 de la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico, y el artículo 2 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, deberán ser documentados por el operador del sistema, de acuerdo con las funciones que le son conferidas en la Ley del Sector Eléctrico y normativa de desarrollo.

2. Las entregas de energía se documentarán mediante facturas expedidas por dicho operador, en nombre y por cuenta de las entidades suministradoras de la energía, en las que deberán constar todos los datos enumerados en el artículo 6.1 de este Reglamento, siendo los relativos a la identificación del destinatario de la operación los de identificación del operador del sistema, que deberá conservar el original de la factura expedida y remitir la copia al suministrador.

3. El operador del sistema expedirá una factura por las ventas efectuadas a cada adquirente, en la que deberán constar todos los datos indicados en el citado artículo 6.1 de este Reglamento, siendo los relativos a la identificación del expedidor los de identificación del operador del sistema que deberá conservar copia de tales facturas y remitir el original al destinatario de éstas.

4. Los documentos a que se refieren los apartados anteriores de esta disposición adicional que hayan de ser conservados por el operador del sistema tendrán la consideración de factura a los efectos de lo dispuesto en este Reglamento y quedarán a disposición de la Administración tributaria durante el plazo de prescripción para la realización de las comprobaciones que resulten necesarias en relación con las entregas de energía eléctrica reflejadas en las correspondientes facturas.

5. El operador del sistema deberá relacionar en su declaración anual de operaciones con terceras personas, en los términos previstos por el Real Decreto 1065/2007, de 27 de julio, por el que se aprueba el Reglamento general de las actuaciones y procedimientos de gestión e inspección tributaria y de desarrollo de las normas comunes de los procedimientos de aplicación de los tributos, las operaciones realizadas por los suministradores de energía eléctrica y por los

adquirentes, que hayan sido documentadas con arreglo a lo indicado en los apartados precedentes de esta disposición adicional, indicando, respecto de cada suministrador y de cada adquirente el importe total de las operaciones efectuadas durante el período a que se refiera la declaración, en la que se harán constar como compras las entregas de energía imputadas a cada suministrador y, como ventas, las adquisiciones de energía imputadas a cada adquirente.

Las operaciones consignadas en la declaración anual de operaciones con terceras personas deberán incluirse de forma separada para cada uno de los ámbitos de actuación a que se refieren los párrafos primero y segundo de este apartado.

6. En todo caso, y respecto de las operaciones a que se refiere esta disposición adicional, el operador del sistema deberá prestar su colaboración a la Administración tributaria proporcionando cualquier dato, informe o antecedente con trascendencia tributaria para el correcto tratamiento de dichas operaciones.

Los derechos de cobro y las obligaciones de pago correspondientes al período facturado se considerarán vinculados a una única entrega de la energía eléctrica o venta de producto por la totalidad de dicho período.

7. El operador del sistema podrá habilitar a un tercero para que se interponga como contraparte central entre las entidades suministradoras y las adquirentes de modo que se entenderá, a todos los efectos, que las entregas de energía eléctrica son efectuadas por las entidades suministradoras a dicho tercero y que son adquiridas al mismo por las entidades adquirentes. En este caso, se sustituirán los datos relativos a la identificación del destinatario de la operación y del expedidor por los de dicho tercero habilitado como contraparte central, el cual asumirá las obligaciones relativas a la facturación que esta disposición adicional asigna al operador que le haya habilitado para actuar como contraparte central.”

Disposición final quinta. Incorporación de normas del Derecho de la Unión Europea.

Mediante este real decreto se incorporan al ordenamiento jurídico nacional:

- a. El artículo 7 bis de 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, introducido por la 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, relativo a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida de los carburantes y energía suministrada en el transporte.

- b. La Directiva 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 citada Directiva 98/70/CE.

Disposición final sexta. *Modificación de disposiciones reglamentarias.*

Las modificaciones que, a partir de la entrada en vigor del presente real decreto, puedan realizarse respecto a las normas reglamentarias que son objeto de modificación por el mismo, podrán efectuarse por normas del rango reglamentario correspondiente a la norma en que figuran.

Disposición final séptima. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el día 1 de enero de 2016, a excepción de lo dispuesto en la disposición adicional cuarta y en la disposición final segunda, que entrará en vigor a los tres meses de la publicación de este real decreto en el “Boletín Oficial del Estado”.

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 carburantes y la energía suministrada en el transporte.

Parte 1

Cálculo de la intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero de los carburantes y de la energía suministrada por parte del sujeto obligado.

La intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero de los carburantes y de la energía suministrada se expresa en gramos equivalentes de dióxido de carbono por megajulio de combustible (g de CO₂eq/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 (CO₂), el óxido nitroso (N₂O) y el metano (CH₄). A efectos del cálculo de la equivalencia en CO₂, las emisiones de esos gases se asocian a los valores de emisión siguientes:

CO₂: 1; CH₄: 25; N₂O: 298

2. En el cálculo de las emisiones de gases de efecto invernadero no se tendrán en cuenta las emisiones procedentes de la fabricación de la maquinaria y 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 todos los carburantes y energía suministrados por un sujeto obligado se calcula utilizando la fórmula siguiente:

$$IGEI_{\#} = \frac{\sum_x (GHGix \cdot AF \cdot MJx) - UER}{\sum_x MJx}$$

Donde:

- a. «#» es el número de identificación del sujeto obligado, que se establecerá por resolución de la Secretaría de Estado de Energía de acuerdo con el sistema nacional de impuestos especiales.
- b. «x» corresponde a los tipos de carburantes y energía que entran en el ámbito de aplicación del artículo 4 de este real decreto, como figuran en el anexo I, cuadro 1, punto 17, letra c), del 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.
- c. «MJx» 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 carburante 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, de 24 de julio de 2009.

Para obtener el contenido energético de los biocarburantes suministrados, determinado por el poder calorífico inferior, se utilizarán los factores de conversión recogidos en el anexo III de la Orden ITC/2877/2008, de 9 de octubre, por la que se establece un mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte.

El contenido energético de los carburantes de origen no biológico suministrados, determinado por el poder calorífico inferior, se obtendrán 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) (versión 4) de julio de 2013.

- ii. Coprocesamiento simultáneo de combustibles fósiles y biocarburantes.

Por procesamiento se entenderá cualquier modificación, durante el ciclo de vida de un carburante 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 determinará de acuerdo con el balance energético y la eficiencia del proceso combinado, según se establece en el anexo I, parte C, punto 18, del Real Decreto 1597/2011, de 4 de noviembre.

Cuando se mezclan varios biocarburantes con carburantes fósiles, se tendrá en cuenta la cantidad y el tipo de cada uno de ellos debiendo ser comunicada esta información por los sujetos obligados.

La cantidad suministrada de biocarburantes que no cumpla los criterios de sostenibilidad establecidos en el citado Real Decreto 1597/2011, de 4 de noviembre se contabilizará como combustible fósil.

La mezcla de gasolina y etanol E85, será objeto de un cálculo independiente a los fines del artículo 6 del 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 CO₂ de los vehículos ligeros.

iii. Cantidad de electricidad consumida

Es la cantidad de electricidad consumida por las motocicletas o los vehículos de carretera que un sujeto obligado comunica a las Dirección General de Política Energética y Minas aplicando la fórmula siguiente:

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 sujeto obligado, medida en g de CO₂eq, 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 sujeto obligado.

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 presente real decreto.

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, 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 y el 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. 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. «GHGix» es la intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero del carburante o energía x, expresada en g de CO₂eq/MJ. Los sujetos obligados 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 Real Decreto 1597/2011, de 4 de noviembre, se calcula con arreglo a dicha norma. 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 con terceros países, según lo previsto en el citado real decreto, tales datos se utilizarán también para establecer la intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero de los biocarburantes en el marco del citado real decreto. La intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero de los biocarburantes que no cumplan los criterios de sostenibilidad 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 sujetos obligados sobre carburantes 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 sujetos obligados deberán notificar a la Dirección General de Política Energética y Minas la siguiente información:

- 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 CO₂eq.
- 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 CO₂eq/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, indicando 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 segunda columna del punto 7, del presente anexo, pero solo cuando los sujetos obligados posean la información necesaria por uno de los siguientes motivos:

- 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, de 20 de diciembre de 1995, por el que se establece un registro en la Comunidad de las importaciones y entregas de petróleo crudo, o
- b. en virtud de acuerdos para compartir información celebrados con otros sujetos obligados.

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 la Dirección General de Política Energética y Minas por los sujetos obligados sobre el origen de los combustibles será confidencial, no obstante, se podrá publicar información general o resumida que no contenga detalles particulares sobre las empresas.

En el caso de los biocarburantes, origen es el proceso de producción de biocarburantes que figura en el anexo I del Real Decreto 1597/2011, de 4 de noviembre.

Si se utilizan varias materias primas, los sujetos obligados comunicarán la cantidad, en toneladas, 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 carburante o la energía, de acuerdo con el 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.

4. Pymes

Como excepción, si los sujetos obligados son pequeñas y medianas empresas, el origen y el lugar de adquisición serán la UE o un tercer país, según el caso, independientemente de que esos sujetos obligados 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 carburante comercializado	Intensidad de las emisiones de GEI durante el ciclo de vida (g de CO ₂ eq/MJ)	Intensidad ponderada de GEI durante el ciclo de vida (g de CO ₂ eq/MJ)
Crudo convencional	Gasolina	93,2	93,3
Gas natural a líquido		94,3	
Carbón a líquido		172	
Bitumen natural		107	
Pizarra bituminosa		131,3	
Crudo convencional	Diésel o Gasóleo	95	95,1
Gas natural a líquido		94,3	
Carbón a líquido		172	
Bitumen natural		108,5	
Pizarra bituminosa		133,7	
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	234,4	234,4

	de combustible		
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 la electricidad consumida por motocicletas y vehículos eléctricos, los valores medios nacionales por defecto se establecerán según se dispone en el apartado 9 del artículo 5 del presente real decreto, a partir de los datos comunicados a la Comisión Europea con arreglo a los actos siguientes:

- a. Reglamento (CE) no 1099/2008 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de octubre de 2008, relativo a las estadísticas sobre energía.
- b. 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 o
- c. 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.

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
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
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
Argentina	Medanito	34,93	0,48
Armenia	Armenian Miscellaneous	n.d	n.d
Australia	Jabiru	42,3	0,03
Australia	Koorroopa (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
Belize	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
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
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
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	0,31
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
Canadá	Christina Dilbit Blend	21	n.d
Canadá	Christina Lake Dilbit	38,08	3,8
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
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
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
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
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
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
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 Blend) (SIRIP)	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
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
Mexico	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
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
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
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
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	Trintopéc	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
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
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/Cueta 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
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
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

ANEXO II

Informes a la Comisión Europea

El informe al que hace referencia el apartado 8 del artículo 5 de este real decreto incluirá, para cada uno de los carburantes o energía comercializados por los sujetos obligados dentro del territorio nacional, incluyendo a los sujetos obligados asociados, los siguientes datos agregados:

1. Tipo de combustible o energía.
2. Volumen o cantidad de combustible o electricidad.
3. Intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero.
4. UER.
5. Origen.
6. Lugar de adquisición.

Cuando se mezclen varios biocarburantes con combustibles fósiles se notificarán los datos de cada uno de ellos.

ANEXO III

Plantilla para la comunicación de información

Carburante. Sujetos obligados individuales.

Entrada	Informe conjunto (Sí/NO)	País	Sujeto obligado (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
						litros	energía			
		Código NC (7)	Intensidad de GEI (4)	Materia prima	Código NC	Intensidad de GEI (4)	Sostenible (Sí/NO)			
I	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)						
		Código NC (7)	Intensidad de GEI (4)	Materia prima	Código NC	Intensidad de GEI (4)	Sostenible (Sí/NO)			
k	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)						

Carburante. Sujetos obligados asociados.

Entrada	Informe conjunto (SÍ/NO)	País	Sujeto obligado (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
						litros	energía			
	SÍ									
	SÍ									
Subtotal										
		Código NC (7)	Intensidad de GEI (4)	Materia prima	Código NC	Intensidad de GEI (4)	Sostenible (SÍ/NO)			
I	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)						
	SÍ									
	SÍ									
Subtotal										
		Código NC (7)	Intensidad de GEI (4)	Materia prima	Código NC	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	Sujeto obligado (1)	Tipo de energía (7)	Cantidad (6)	Intensidad media de GEI	Reducción respecto a la media de 2010
				energía		
NO						
Información del sujeto obligado asociado						
Informe conjunto (SÍ/NO)	País	Sujeto obligado (1)	Tipo de energía (7)	Cantidad (6)	Intensidad media de GEI	Reducción respecto a la media de 2010
SÍ						
SÍ						
	Subtotal					

Origen. Sujetos obligados individuales⁸.

Entrada 1			Entrada 1			Entrada K			Entrada k		
Componente F.1			Componente F.n			Componente F.1			Componente F.n		
Nombre comercial de la materia prima	Densidad API (3)	toneladas	Nombre comercial de la materia prima	Densidad API (3)	toneladas	Nombre comercial de la materia prima	Densidad API (3)	toneladas	Nombre comercial de la materia prima	Densidad API (3)	toneladas

Entrada 1			Entrada 1			Entrada K			Entrada k		
Componente B.1			Componente B.n			Componente B.1			Componente B.n		
Proceso bio	Densidad API (3)	toneladas	Proceso bio	Densidad API (3)	toneladas	Proceso bio	Densidad API (3)	toneladas	Proceso bio	Densidad API (3)	toneladas



Origen. Sujetos obligados asociados⁸.

Entrada 1		Componente F.1		Entrada 1		Componente F.n		Entrada X		Componente F.1		Entrada X		Componente F.n	
Nombre comercial de la materia prima	Densidad API (3)	toneladas	Nombre comercial de la materia prima	Densidad API (3)	toneladas	Nombre comercial de la materia prima	Densidad API (3)	toneladas	Nombre comercial de la materia prima	Densidad API (3)	toneladas	Nombre comercial de la materia prima	Densidad 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	Densidad API (3)	toneladas	Proceso bio	Densidad API (3)	toneladas	Proceso bio	Densidad API (3)	toneladas	Proceso bio	Densidad API (3)	toneladas	Proceso bio	Densidad API (3)	toneladas	

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												
l	F.1												
l	F.n												
l	B.1												
l	B.m												
X	F.1												
X	F.n												
X	B.1												
X	B.m												

Total de la energía comunicada y de las reducciones realizadas en territorio nacional.

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

Notas relativas al formato

La plantilla para los informes de los sujetos es idéntica a la plantilla para los informes dirigidos a la Comisión europea.

Las casillas en gris no deben rellenarse.

- (1) Identificación del sujeto obligado 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 densidad API (American Petroleum Institute) 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.