

RCDE 2

DERECHOS DE EMISIÓN (I)

Transporte, edificios y otros sectores



*Arturo Sánchez
Eduardo Espejo*

Índice

Capítulo 1. El Sistema ETS2	4
1. Sistema de Comercio de Emisiones de la UE (ETS 1 y ETS 2)	4
1.1. <i>Los impuestos especiales</i>	5
2. Ámbito de aplicación	6
2.1. <i>Los combustibles</i>	6
2.2. <i>Las fuentes de emisión</i>	7
2.3. <i>El empleo en combustión</i>	10
2.4. <i>La ultimación del régimen suspensivo del impuesto y el despacho a consumo</i>	10
Capítulo 2. Las entidades reguladas. Depósitos fiscales. Comercializadores de gas natural	14
1. La «entidad regulada».....	14
2. Depósitos fiscales de combustible	15
2.1. <i>Depósitos fiscales de combustible líquidos</i>	16
2.2. <i>Depósitos fiscales de gas natural</i>	17
3. Las comercializadoras de gas natural	20
3.1. <i>Clases de empresas comercializadoras de gas natural</i>	22
4. Clases de entidades reguladas	22
Capítulo 3. Los datos de actividad. El factor de alcance. La medición del combustible	23
1. Los flujos de combustible	23
1.1. <i>Flujos de minimis y principales</i>	23
1.2. <i>La incertidumbre, la exactitud y la precisión de las mediciones</i>	24
2. Los datos de la actividad	27
2.1. <i>La medición de las cantidades de combustible despachadas a consumo</i>	28
2.2. <i>Factor de conversión a unidades de medida (FCU)</i>	30
2.3. <i>La identificación del consumo final del combustible: el «factor de alcance»</i>	35
2.3.1. <i>Los métodos para determinar a los consumidores finales</i>	37
2.3.2. <i>Los consumidores finales sujetos al RCDE1</i>	39
3. Los métodos para determinar el volumen de combustible despachado a consumo con arreglo a la norma tributaria	40
4. Procedimientos simplificados	40
5. Las pérdidas en la norma tributaria y en el RCDE2	40

Capítulo 4. El cálculo de las emisiones. El factor de emisión	42
1. El cálculo de las emisiones y los factores de cálculo	42
2. Factor de emisión preliminar, la fracción fósil y de la biomasa	44
2.1. <i>Los criterios RED II</i>	45
Capítulo 5. La autorización para emitir. El plan de seguimiento.....	46
1. La autorización para emitir	47
1.1. <i>La presentación del «plan de seguimiento» de emisiones</i>	47
2. La notificación de las emisiones	50
2.1. <i>Notificación de las emisiones de 2024</i>	50
3. El ciclo de cumplimiento.....	51

Capítulo 1

El Sistema ETS2

1. Sistema de Comercio de Emisiones de la UE (ETS 1 y ETS 2)

Para cubrir todas las emisiones resultantes de quemar combustible, el comercio de derechos de emisión debe incluir los combustibles utilizados en los sectores de los edificios, el transporte por carretera y otros sectores que correspondan a las actividades industriales no incluidas en el anexo I de la Directiva 2003/87/CE. Por esta razón, la Directiva (UE) 2023/959 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 10 de mayo de 2023, que modifica la Directiva 2003/87/CE, instaura un sistema de comercio de derechos de emisión propio para edificios, transporte por carretera y otros sectores adicionales (principalmente la pequeña industria no cubierta por el ETS existente). Se trata de un mecanismo que complementa otras políticas, con el objetivo de garantizar la reducción de emisiones y la creación de un escenario más equitativo para la descarbonización de estos sectores.

La creación del sistema de comercio de derechos de emisión en la Unión Europea (ETS EU), responde a la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, creando un incentivo o desincentivo económico que beneficia al medioambiente; en definitiva, un estímulo para reducir emisiones. Las emisiones se convierten en mercancía, y por lo tanto, objeto de comercio en un «mercado de derechos de emisión», basado en un sistema «*cap and trade*» (tope y comercio). «*Cap*», debido a que las autoridades fijan un tope máximo de derechos de emisión para un horizonte que se va reduciendo progresivamente, hasta alcanzar un número de derechos con arreglo a los objetivos de reducción. Y «*trade*», porque después de que los derechos hayan sido asignados o subastados, las instalaciones pueden comerciar con ellos en el mercado secundario, de acuerdo con sus necesidades e intereses. En resumen, el régimen RDCE EU obliga a los titulares de instalaciones generadoras de grandes emisiones, a entregar cada año a las autoridades un número de derechos previamente adquiridos en subasta, por asignación gratuita o en el mercado secundario.

Sin embargo, es una realidad que al margen de los grandes emisores, existen múltiples fuentes menores o dispersas que liberan contaminantes a la atmósfera, cuyos efectos son significativos, y de las que no resulte factible obtener datos de manera individualizada. Son los denominados «sectores difusos», que abarcan las actividades no sujetas al comercio de derechos de emisión (ETS EU) y que son menos intensivos en uso de la energía. Forman parte de esta categoría los sectores residencial, comercial e institucional; transporte, agrícola y ganadero. En definitiva, la industria no sujeta al comercio de emisiones, si bien sujeta a «emisiones máximas» permitidas para cada Estado miembro, para los años comprendidos entre 2021 y 2030 (Reglamento (UE) 2018/842).

Siguiendo la coherencia de reducir emisiones difusas, la Directiva (UE) 2023/959, modifica la Directiva 2003/87/CE, creando un nuevo sistema de comercio de derechos de emisión, denominado ETS2 EU, bajo un separado y específico régimen de comercio (RDCE2 EU), paralelo al ya existente, en el comercio de derechos de emisión en los sectores de las instalaciones fijas y de la aviación. El sistema se construye sobre el criterio de obligar a entregar derechos, supervisar y presentar informes –no a los propietarios de automóviles ni a los propietarios de edificios-, etcétera, por cuanto conllevaría una carga administrativa excesiva; y sería aplicable a las entidades que liberan el combustible y cuya actividad comporta

el «despacho a consumo» de los combustibles que se utilizan en los sectores de los edificios, el transporte por carretera y otros sectores. A partir del 1 de enero de 2025, ninguna «entidad regulada» podrá llevar a cabo una actividad de suministro de combustible sujeta al régimen de derechos, a menos que dicha entidad esté en posesión de un permiso expedido por la autoridad competente. Además, el nuevo sistema requiere la creación de un sistema eficaz de seguimiento, notificación y verificación.

Por lo tanto, tenemos un sistema «ETS1» para instalaciones estacionarias, aviación y transporte marítimo y un sistema «ETS2» para edificios, transporte por carretera y sectores adicionales, ambos bajo la Directiva 2003/87/CE.

1.1. Los impuestos especiales

El sistema ETS2 (edificios, el transporte por carretera y otros sectores), se estructura bajo el régimen de los impuestos sobre la energía/impuestos especiales, para el mismo tipo de combustible. Debido al gran número de pequeños emisores en los sectores de los edificios, el transporte por carretera y otros sectores, el control de las emisiones no se puede llevar a cabo por las entidades que emiten directamente gases de efecto invernadero, como sucede en el caso de las instalaciones fijas y de la aviación. Es más adecuado establecer el punto de regulación en fases previas de la cadena de suministro, como el «despacho a consumo» en el que se devenga el impuesto especial del combustible -para evitar la doble cobertura-, no debe incluirse el despacho a consumo el combustible que se utiliza en actividades contempladas en el anexo I de dicha Directiva.

Así, las normas sobre la fiscalidad de la Energía (Directiva 2003/96/CE) y sobre los Impuestos Especiales (2020/262/UE), intervienen en la regulación del RCDE2 EU (Directiva 2003/87). Los vínculos comunes entre las tres Directivas, se refieren a los siguientes elementos: identificación de las entidades reguladas del ETS2, es decir, las entidades obligadas, los tipos de combustibles cubiertos por el ámbito de aplicación del ETS y la realización del hecho que desencadena la obligación.

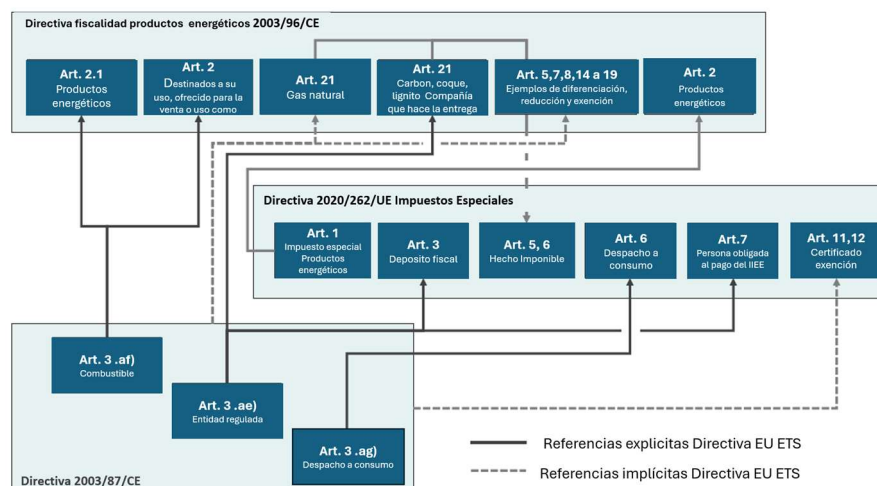


Ilustración 1: Vínculos Directiva 2003/96; Directiva 2020/262 y Directiva 2003/87 (fuente UE)

2. **Ámbito de aplicación**

Las entidades cubiertas por el RCDE2 deben entregar derechos de emisión por sus «emisiones verificadas», correspondientes a las cantidades de combustibles «despachados a consumo», utilizados para la combustión en los sectores de los edificios, el transporte por carretera y otros sectores. Aunque la entrega de derechos de emisión en el marco del RCDE2 no comenzará hasta 2028 para las emisiones de 2027, el seguimiento y la notificación de las emisiones comenzarán a partir del 1 de enero de 2025.

Se entiende por «despacho a consumo», el definido en el artículo 6.3 de la Directiva (UE) 2020/262¹, que comprende cualquiera de los siguientes supuestos:

- (a) La salida, incluso irregular, de productos sujetos a impuestos especiales de un régimen suspensivo.
- (b) La tenencia o almacenamiento de productos sujetos a impuestos especiales fuera de un régimen suspensivo, cuando no se hayan percibido impuestos especiales con arreglo a las disposiciones aplicables del Derecho de la Unión y de la legislación nacional.
- (c) La fabricación, incluida la transformación, de productos sujetos a impuestos especiales y la producción o transformación irregular, fuera de un régimen suspensivo.
- (d) La importación de productos sujetos a impuestos especiales, a no ser que dichos productos se incluyan en un régimen suspensivo inmediatamente después de su importación, o la entrada irregular de productos sujetos a impuestos especiales, a menos que se extinguiera la deuda aduanera.

Observemos que para que se produzca el «despacho a consumo» comprendido en el «Régimen de Comercio de Derechos de Emisión para los edificios, el transporte por carretera y otros sectores», tienen que darse tres condiciones: 1º que los combustibles se empleen en la combustión en los sectores de los edificios, el transporte por carretera y otros sectores. 2º que el producto se despache al consumo sea un combustible incluido en el ámbito del impuesto especial armonizado; y 2º) que el combustible previamente se encuentre en régimen suspensivo del impuesto.

2.1. **Los combustibles**

Los sistemas energéticos se basan fundamentalmente en la combustión de los combustibles fósiles. Durante la combustión, el carbono y el hidrógeno de los combustibles fósiles se convierten principalmente en dióxido de carbono (CO₂) y agua (H₂O), que liberan la energía química del combustible en forma de calor. En general, se utiliza este calor directamente (o con cierta pérdida por conversión), para producir energía mecánica, para generar electricidad o para el transporte. Así, el sistema de derechos de emisión ETS₂, se aplica a los combustibles que se utilizan para la combustión en los sectores de los edificios, el transporte por carretera y otros sectores.

Las entidades cubiertas por el «RCDE2», deben entregar derechos de emisión por sus «emisiones verificadas», correspondientes a las cantidades de combustibles que hayan «puesto

¹ DIRECTIVA (UE) 2020/262 del Consejo de 19 de diciembre de 2019 por la que se establece el régimen general de los impuestos especiales

a consumo». Se entiende por «combustible», a efectos del capítulo IV bis, los productos energéticos a los que se refiere el artículo 2.1 de la Directiva 2003/96/CE, incluidos los combustibles enumerados en los cuadros A y C del anexo I de dicha Directiva, así como cualquier otro producto destinado a ser utilizado, puesto a la venta o utilizado como carburante de automoción o combustible para calefacción – incluye cualquier aditivo de combustible utilizado como combustible para motores, ciertos combustibles de origen biológico y cualquier otro hidrocarburo para calefacción -como se especifica en el artículo 2, apartado 3, de dicha Directiva-, también para la generación de electricidad:

1. Gasolina con plomo (NC 2710 11 31, NC 2710 11 51 y NC 2710 11 59).
2. Gasolina sin plomo (NC 2710 11 31, NC 2710 11 41, NC 2710 11 45 y NC 2710 11).
3. Gasóleo (NC 2710 19 41 a NC 2710 19 49).
4. Fuelóleo pesado (NC 2710 19 61 a NC 2710 19 69).
5. Queroseno (NC 2710 19 21 y NC 2710 19 25).
6. GLP (NC 2711 12 11 a NC 2711 19 00).
7. Gas natural (NC 2711 11 00 y NC 2711 21 00).
8. Electricidad (NC 2716).
9. Carbón y coque (NC 2701, NC 2702 y NC 2704).

Sin embargo, no todos los combustibles destinados a la combustión van a estar sujetos al ETS2. Existen otros combustibles actualmente excluidos y que no figuran en los cuadros A y C, ni en la lista de códigos NC enumerados en el artículo 2 de la Directiva 2003/96/CE, como por ejemplo, la turba, los residuos peligrosos o municipales utilizados como combustible, los combustibles derivados de residuos (utilizados mayoritariamente en instalaciones ETS1) o al biomasa sólida (combustibles basados en madera).

2.1.1 Combustibles comerciales estándar

Por combustibles estándar, entendemos los tipos de combustibles normalizados a nivel internacional y cuyo valor calorífico neto sólo varía dentro de pequeños intervalos en todos los países. Esto incluye los combustibles más importantes para el transporte por carretera, como el gasóleo o la gasolina. En el caso de estos combustibles, los requisitos de seguimiento establecidos en el MRR son mucho más sencillos.

2.1.2 Combustibles equivalentes a los combustibles comerciales estándar

Este término hace referencia a los combustibles que presentan características similares a los combustibles comerciales estándar, pero solo a nivel de Estado miembro o regional. Cuando se cumplen dichas condiciones, los requisitos de seguimiento también se simplifican, al igual que los de los combustibles comerciales estándar

2.2. Las fuentes de emisión

El sistema de derechos de emisión RCDE2 no cubre todo el combustible despachado al consumo, sino tan solo el combustible que provoca las fuentes de emisión incluidas en el Anexo III de la Directiva 2003/87/CE y definidas en las Directrices del IPCC² de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero. Incluye el combustible destinado a: a) la

² El nivel de riesgo que plantea el cambio climático depende tanto del nivel de calentamiento como de cómo evolucionan los patrones de población, consumo, producción, desarrollo tecnológico y gestión de la tierra. El IPCC, Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático está integrado por 195 Estados miembros, es un organismo internacional creado en 1988 para proporcionar una base científica objetiva con la que analizar las consecuencias del cambio climático en los sistemas humanos y naturales. El IPCC es un órgano científico, pero no lleva a cabo investigaciones propias ni supervisa los datos o parámetros relativos al clima. Examina

generación combinada de calor y plantas térmicas, en la medida en que producen calor en los sectores comerciales, institucionales y residenciales, directamente o a través de redes de calefacción urbana; (b) el transporte por carretera, a excepción del uso de vehículos agrícolas en carreteras pavimentadas; (c) sector comercial o institucional; (d) residencial; (e) industrias manufactureras y de construcciones. En concreto, las categorías definidas en las Directrices del IPCC siguiente: CRF 1A1, 1A2, 1A3b, 1A4a y 1A4b del IPPC. (*Intergovernmental Panel on Climate Change*, por sus siglas en inglés).

2.1.1. La combustión de combustible en usos comerciales/institucionales y edificios residenciales (CRF 1A4a y CRF 1A4b).

Las fuentes de energía estacionarias son uno de los mayores contribuyentes a las emisiones de GEI. Estas emisiones provienen de la combustión de combustible en edificios e instalaciones residenciales, comerciales e institucionales y la construcción e industrias manufactureras, así como las centrales eléctricas para generar energía suministrada en red. La categoría CRF 1A4a del IPPC, incluye las emisiones provenientes de la quema de combustible en industrias comerciales y edificios institucionales (calefacción, agua caliente, cocina, etc.); CRF 1A4b incluye: todas las emisiones procedentes de la quema de combustible en los hogares (calefacción, agua caliente, cocina, vehículos todo terreno y maquinaria utilizada en este sector, cortadoras de césped, etc.).

Se excluye en esta categoría a otros tipos de combustión estacionaria y móvil, en particular cualquier emisión procedente de la quema de combustible en la agricultura, la silvicultura, la pesca y las industrias pesqueras, como las piscifactorías (CRF1A4c).

Categoría IPPC	
1A4	Otros sectores
1A4a	Comercial/Institucional
1A4b	Residencial
1A4bi	Plantas residenciales
1A4bii	Hogares y jardinería (móvil)

2.1.2. Transporte por carretera CRF 1A3b

Incluye todas las emisiones de combustión y evaporación que surgen del uso de combustible en vehículos de carretera como automóviles, motocicletas, vehículos ligeros y pesados como camiones, autobuses, aditivos a base de urea para catalizadores, etc. Sin embargo, como diferencia importante, los vehículos agrícolas utilizados en carreteras pavimentadas (es decir, cuando el tipo de vehículo está diseñado principalmente para fines agrícolas, pero también pueden utilizarse en carreteras pavimentadas, por ejemplo, tractores), están excluidos según el Anexo III del ámbito de aplicación ETS2, a pesar de estar incluidos en CRF 1A3b.

Se excluye las emisiones de otros medios de transporte, como la aviación comercial (1A3a, cubierta en su mayoría por el ETS1), la aviación privada (1A3a, en su mayoría no cubierta por el ETS1), los vehículos todo terreno en la agricultura (1A4c), ferrocarriles (1A3c), navegación marítima y fluvial comercial (1A3d, cubierta en su mayor parte por el ETS1), navegación marítima y fluvial privada (1A3d, en su mayoría no cubierta por el ETS1), operaciones militares, etc. (1A5b), etcétera.

y evalúa la bibliografía científica, técnica y socioeconómica más reciente que se produce en el mundo, pertinente para la comprensión del cambio climático y prepara Informes de Evaluación integrales sobre el cambio climático, y también produce Informes Especiales, que son una evaluación sobre un tema específico e Informes Metodológicos, que brindan pautas prácticas para la preparación de inventarios de gases de efecto invernadero.

Categoría IPPC	
1A3b	Transporte terrestre
1A3bi	T.T. automóviles de pasajeros
1A3bii	T.T. vehículos para servicio ligero
1A3biii	T.T. vehículos para servicio pesado
1A3biv	T.T. Ciclomotores y motocicletas
1A3bv	T.T. Emisiones por evaporación

2.1.3. Industrias energéticas (CRF 1A1)

Incluye las emisiones de combustibles quemados para la producción de electricidad (centrales eléctricas), calor y energía combinados (plantas CHP) y plantas de calefacción, refinerías (1A1b), combustión en hornos de coque dentro de la industria siderúrgica (1A1c), combustibles utilizados para combustión en instalaciones excluidas del ETS1, de conformidad con el apartado 1 del anexo I de la Directiva (instalaciones que utilizan más del 95 % de biomasa conforme a RED II, e instalaciones utilizadas para investigación y desarrollo (I+D)). La mayoría de estos grandes consumidores finales (en particular, cuando la capacidad total de las unidades de combustión supere los 20 MW) están cubiertos por el RCDE1.

Categoría IPPC	
1A1	Industrias de la energía
1A1a	Producción de electricidad y calor como actividad principal
1A1b	Refinación del petróleo
1A1c	Fabricación de combustibles sólidos y otras industrias energéticas

2.1.4. Industrias manufactureras y construcción (CRF 1A2)

Incluye las emisiones procedentes de la quema de combustibles en la industria (siderurgia, cemento, productos químicos, etc.), incluida la combustión para la generación de electricidad y calor para uso propio en estas industrias. Esto también incluye las emisiones procedentes de la quema de combustible en cualquier maquinaria móvil o todoterreno (como excavadoras o maquinaria móvil de obras de construcción), así como de las oficinas centrales de empresas industriales (misma actividad económica que los emplazamientos industriales).

Categoría IPPC	
1A2	Industrias manufactureras y de la construcción
1A2a	Hierro y acero
1A2b	Metales no ferrosos
1A2c	Productos químicos
1A2d	Pulpa, papel e imprenta
1A2e	Procesamiento de los alimentos, bebida y tabaco
1A2f	Minerales no metálicos
1A2g	Equipo de transporte
1A2h	Maquinaria
1A2i	Minería y cantería
1A2j	Madera y productos de madera
1A2k	Construcción
1A2l	Textiles y cuero
1A2m	Industria no especificada

Se excluye a las instalaciones más grandes que ya están cubiertas por ETS1, y los combustibles utilizados con fines no energéticos como insumos para procesos (CRF categoría 2A a

2H), reactivos químicos (por ejemplo, gas natural para la producción de amoníaco), o agentes reductores (por ejemplo, industria siderúrgica). El anexo III excluye explícitamente del alcance del ETS2 las actividades enumeradas en el Anexo I (es decir, las emisiones ya cubiertas por el ETS1). Esto significa que cualquier combustible liberado para consumo y para combustión en una instalación, una aeronave o un barco cubierto por ETS1, queda excluido del alcance de ETS2.

2.3. El empleo en combustión

Los sistemas energéticos se basan fundamentalmente en la combustión de los combustibles fósiles. Durante la combustión, el carbono y el hidrógeno de los combustibles fósiles se convierten principalmente en dióxido de carbono (CO₂) y agua (H₂O), que liberan la energía química del combustible en forma de calor. En general, se utiliza este calor directamente (o con cierta pérdida por conversión) para producir energía mecánica, para generar electricidad o para el transporte. La actividad que se refiere el anexo III de la Directiva 2003/87/CE, incluida en el Régimen de Comercio de Derechos de Emisión para los edificios, el transporte por carretera y otros sectores, es el «despacho a consumo» de los combustibles que se utilizan para la combustión en dichos sectores. Se entiende por «combustión», de acuerdo con el artículo 3.t) de la citada Directiva, toda oxidación de combustibles, cualquiera que sea el uso del calor o de la energía eléctrica o mecánica producidos por este proceso, y cualquier otra actividad directamente asociada, incluido el lavado de gases residuales. Por consiguiente, cuando el producto despachado a consumo no se destine a la combustión en los términos señalados, no se incluirá en el régimen de emisiones, por ejemplo, el gas natural como materia prima en la industria petroquímica.

2.4. La ultimación del régimen suspensivo del impuesto y el despacho a consumo

Las entidades cubiertas por el RCDE2 deben entregar derechos de emisión por sus «emisiones verificadas», correspondientes a las cantidades de combustibles «despachadas a consumo» utilizados en la combustión en los sectores de los edificios, el transporte por carretera y otros sectores. El Régimen de Comercio (RCDE2), como se ha dicho, se organiza bajo la normativa de los impuestos especiales³, que exige, previamente al despacho a consumo, que el combustible se encuentre en régimen suspensivo del impuesto. El «régimen suspensivo», de acuerdo con el artículo 3.6 de la Directiva 2020/262/UE consiste en la suspensión de los impuestos especiales, aplicable a la fabricación, transformación, tenencia, almacenamiento o circulación de productos objeto de los impuestos especiales. Luego, los combustibles permanecen en régimen suspensivo mientras no salgan de la fábrica⁴ o depósito fiscal⁵, así como durante el transporte entre fábricas y depósitos fiscales, aunque dicho transporte transcurra por Estados miembros distintos. Por lo tanto, el RCDE2 no es un cheque en blanco por el que las autoridades obliguen a los titulares de los depósitos fiscales y demás responsables del impuesto especial a entregar derechos de emisión, previamente deberá acreditarse la efectividad del despacho a consumo del combustible, según las reglas recogidas en el artículo 6.2. de la Directiva 2020/262/UE, que considera «despacho a consumo» cualquiera de los siguientes supuestos:

³ Así se establece mediante la transposición nacional de la Directiva sobre Fiscalidad de la Energía (Directiva 2003/96/CE, en adelante "ETD") y la Directiva 2020/262/UE (en adelante denominada 'Directiva de Impuestos Especiales' o 'ED').

⁴ Ley 38/92 Artículo 4.18. "Fábrica": El establecimiento donde, en virtud de la autorización concedida, con las condiciones y requisitos que se establezcan reglamentariamente, pueden extraerse, fabricarse, transformarse, almacenarse, recibirse y expedirse, en régimen suspensivo, productos objeto de los impuestos especiales de fabricación

⁵ La Ley 38/1992 artículo 4.10 de define el depósito fiscal como: "El establecimiento o red de oleoductos o gaseoductos donde, en virtud de la autorización concedida, con cumplimiento de las condiciones y requisitos que se establezcan reglamentariamente pueden almacenarse, recibirse, expedirse y en su caso transformarse en régimen suspensivo productos objeto de los Impuestos Especiales de fabricación.

- (a) la salida, incluso irregular, de productos sujetos a impuestos especiales de un régimen suspensivo;
- (b) la tenencia o almacenamiento de productos sujetos a impuestos especiales fuera de un régimen suspensivo cuando no se hayan percibido impuestos especiales con arreglo a las disposiciones aplicables del Derecho de la Unión y de la legislación nacional;
- (c) la fabricación, incluida la transformación, de productos sujetos a impuestos especiales y la producción o transformación irregular, fuera de un régimen suspensivo;
- (d) la importación de productos sujetos a impuestos especiales, a no ser que dichos productos se incluyan en un régimen suspensivo inmediatamente después de su importación, o la entrada irregular de productos sujetos a impuestos especiales, a menos que se extinguiera la deuda aduanera

Recapitulativo de lo anterior, el MRR en su artículo 3.o), punto 70), define «despachado a consumo» como el momento en que se devenga el impuesto especial sobre un combustible, conforme este se define en el artículo 3.af) de la Directiva 2003/87/CE, de conformidad con el artículo 6.2.3 de la Directiva (UE) 2020/262 en su caso, de conformidad con el artículo 21, apartado 5, de la Directiva 2003/96/CE, si bien un Estado podrá hacer uso de la flexibilidad prevista en el artículo 3.ae).iv), que se refiere a cualquier otra persona designada por un Estado miembro como obligado al pago del impuesto.

Por consiguiente, la obligación de entregar derechos, no se origina únicamente a la salida del combustible almacenado en régimen suspensivo en una fábrica o depósito fiscal, también cuando se produzca una irregularidad que exija el ingreso del impuesto especial. La Directiva 2003/87/EU, en su artículo 3. ac). ii), define como «entidad regulada» -y por lo tanto obligada a entregar derechos-, a cualquier otro deudor del impuesto especial que se haya devengado. Por consiguiente, cualquier responsable del impuesto especial estará obligado, a su vez, a entregar derechos en el caso que no se acredite el ingreso del impuesto. En España, el artículo 8.2.h) de la Ley 38/92⁶, entre otros, señala que tienen la consideración de obligados tributarios las personas físicas o jurídicas como sujetos pasivos en calidad de contribuyente, quienes posean, almacenen, utilicen, comercialicen o transporten productos objeto de los impuestos especiales de fabricación, cuando no acrediten que tales impuestos han sido satisfechos con arreglo a las disposiciones aplicables del Derecho de la Unión y de la legislación nacional. En estos casos, además de exigirse el ingreso del impuesto podrá exigirse la adquisición del derecho de emisión, y en su caso, la sanción que corresponda. Sin embargo, ante la irregularidad y previamente a poder exigir la entrega del derecho de emisión que corresponda, será necesario -con el debate que ello envuelve- determinar la persona o entidad deudora del impuesto especial.

Por otra parte, no todas las actividades que comporten el «despacho a consumo» estarán sujetas al RCDE2. En particular, no están incluidas en esta actividad, las siguientes:

- (a) El despacho a consumo de combustibles utilizados en las actividades enumeradas en el anexo I; es decir, no se incluyen los combustibles consumidos en las actividades sujetas al Régimen de Comercio de Derechos de Emisión (RCDE1 EU), excepto si se utilizan para la combustión en actividades de transporte de gases de efecto invernadero

⁶ Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales

con fines de almacenamiento, o si se utilizan para la combustión en instalaciones excluidas en virtud del artículo 27 bis de la Directiva RCDE EU. Por ejemplo, no será una actividad sujeta al RCDE2, el suministro del combustible con origen en un depósito fiscal y destinado a la combustión en una fábrica de cemento, o en el refinado del petróleo cuando se explotan unidades de combustión con una potencia térmica nominal total superior a 20 MW, o bien en la producción de hierro o acero (fusión primaria o secundaria). En estos casos, a pesar de que en el momento de la salida del depósito fiscal el combustible destinado a esas instalaciones abandona el régimen suspensivo del impuesto especial produciéndose la puesta a consumo, el suministro quedará excluido. La razón no es otra que evitar la doble contabilidad de las emisiones, pues las procedentes de la quema del combustible suministrado en la instalación ya se incluyen en el RCDE, pues es una actividad incluida en el anexo I de la Directiva.

- (b) El despacho a consumo de combustibles, cuyo «factor de emisión» sea cero. Se refieren los combustible procedentes de la biomasa cuyo factor de emisión es cero, según el Anexo IV de la Directiva 2023/87/CE, que dispone que el «factor de emisión» de la biomasa que cumpla los «criterios de sostenibilidad» y de reducción de las emisiones de efecto invernadero para el uso de biomasa establecidos en la Directiva (UE) 2018/2001 (RED II), será cero. Entonces, cuando el titular de un «depósito fiscal» o «fábrica» despache a consumo biocarburantes y biolíquidos destinados al transporte por carretera o la calefacción, se considerará que no realiza una actividad sujeta a la obligación de entregar derechos de emisión.

- (c) El despacho a consumo de residuos peligrosos o residuos urbanos utilizados como combustible, en sustitución de los combustibles fósiles tradicionales, se destinan a diferentes industrias, como hornos de cemento, hornos industriales, centrales térmicas, plantas de cogeneración, siderurgia, etcétera. Los procesos productivos generan residuos que requieren una gestión adecuada, entre otros destinos la reintroducción en otros procesos industriales y que, de no realizarse serían rechazados. Los aceites usados derivados del alquitrán, del petróleo, del mineral bituminoso, de los hidrocarburos saturados y no saturados o cíclicos y de las preparaciones y aditivos, son impropios para su utilización inicial pero pueden ser valorizados y devueltos al circuito productivo o de consumo sin necesidad de ser tratados como desechos. Se evita así el impacto sobre el medioambiente y los costes necesarios para corregir este impacto, cerrando el circuito sustituyendo las entradas de productos nuevos que acrecientan el deterioro del medioambiente. La valorización puede ser por “reciclaje”, que implica volver a utilizar el residuo al proceso de fabricación, y por “reutilización”, cuando el residuo se vuelve a utilizar en su forma original o para un uso diferente. A su vez, por la manera de llevarla a cabo, la valoración puede ser: 1) por “regeneración” mediante la cual un residuo vuelve a sus propiedades originales totales o parciales permitiendo ser usado en el mismo estado de antes de ser un residuo, y 2) por “recuperación”, una operación de valorización mediante la cual se extraen recursos del residuo. Por otra parte, el aprovechamiento del poder calorífico del residuo de forma similar a un combustible es muy frecuente, si bien, solo será aceptable mientras las emisiones que genera la combustión son menores que las ocasionadas por el combustible al cual sustituye. La valoración energética, aunque sean la última prioridad, no se descarte que ciertos residuos con un nivel bajo de emisiones, un poder calorífico alto, la valoración energética sea el mejor destino.

El último término, advirtamos que realizar una operación de venta no significa necesariamente que se produzca el «despacho a consumo». Efectivamente, el artículo 7 de la Directiva

2020/262/CE dispone que la venta de un producto sujeto a impuesto especial en posesión de un depositario autorizado en un depósito fiscal sólo implica su despacho a consumo en el momento en que dicho producto abandona físicamente ese depósito fiscal⁷.

⁷ La Sentencia del Tribunal de Justicia de la Unión Europea de 2 de junio de 2016 (C-355/14, Caso Polihim-SS) interpreta que el artículo 7(2) de la Directiva 2020/262/CE

Capítulo 2

Las entidades reguladas

Depósitos fiscales

Comercializadores de gas natural

1. La «entidad regulada»

Se entiende por «entidad regulada», a efectos del Régimen de Comercio de Derechos de Emisión para los edificios, el transporte por carretera y otros sectores (capítulo IV bis), toda persona física o jurídica, con excepción de cualquier consumidor final de los combustibles, que ejerza la actividad contemplada en el anexo III (puesta a consumo de los combustibles), y que pertenezca a una de las categorías y orden siguientes:

- 1º. Cuando el combustible pase a través de un depósito fiscal⁸, tal como se define en el artículo 3.11 de la Directiva (UE) 2020/262, el «depositario autorizado»⁹, tal como se define en el artículo 3.1, de dicha Directiva, que está obligado a pagar el impuesto especial a la salida de los productos sujetos a impuestos especiales del régimen suspensivo.
- 2º. Cuando no sea aplicable el apartado anterior, cualquier otro deudor del impuesto especial que se haya devengado, en virtud del artículo 7 de la Directiva (UE) 2020/262. Especialmente relevante para el gas natural y los combustibles sólidos, o cuando no sea de aplicación el concepto de depósito fiscal. Se incluye también el destinatario registrado o cualquier otra persona que despache o por cuya cuenta se despachen del régimen suspensivo los productos, cualquier persona que haya participado de forma irregular en una fabricación, salida, almacenamiento, circulación, importación o entrada o irregular o sea responsable solidario. En caso de que sean varios los deudores del mismo impuesto especial, todos ellos serán responsables solidarios por dicha deuda.

En este aspecto, es importante tener presente el artículo 8.h) de la Ley 38/92 de los Impuestos especiales, que señala expresamente que tendrán la condición de sujetos pasivos del impuesto en calidad de contribuyentes «quienes posean, almacenen, utilicen, comercialicen o transporten productos objeto de los impuestos especiales de fabricación, fuera de los casos previstos en el artículo 16 de esta Ley, cuando no acrediten que tales impuestos han sido satisfechos con arreglo a las disposiciones aplicables del Derecho de la Unión y de la legislación nacional». Luego, cualquier deudor del impuesto especial, a partir del citado artículo 8.h) de la LIIEE, será igualmente sujeto obligado a entregar derechos de emisión. Por último, el «comercializador de gas natural» en el momento de efectuarse el suministro de acuerdo con lo previsto en el artículo 21, apartado 5, párrafo primero, de la Directiva 2003/96/CE.

⁸ Artículo 3.11) «depósito fiscal»: todo lugar en el que un depositario autorizado produzca transforme, tenga, almacene, reciba o envíe, en el ejercicio de su profesión, bienes sujetos a impuestos especiales en régimen suspensivo bajo determinadas condiciones fijadas por las autoridades competentes del Estado miembro en el que esté situado dicho depósito fiscal.

⁹ Artículo 3.1) «depositario autorizado»: toda persona física o jurídica que haya sido autorizada por las autoridades competentes de un Estado miembro a producir, transformar, almacenar, recibir o enviar, en el ejercicio de su profesión, productos sujetos a impuestos especiales en régimen suspensivo dentro de un depósito fiscal.

- 3º. Si los anteriores apartados no son aplicables, cualquier otra persona que deban registrar las autoridades competentes pertinentes del Estado miembro para ser deudora del impuesto especial, incluida cualquier persona exenta del pago del impuesto especial a que se refiere el artículo 21, apartado 5, párrafo cuarto, de la Directiva 2003/96/CE,
- 4º. Cualquier otra persona designada por un Estado miembro, obligada al pago del impuesto especial. En este sentido, la Ley 38/92 de los Impuestos especiales, que contempla como sujeto pasivo del impuesto, de acuerdo con el artículo 8.8.h) a quienes posean, almacenen, utilicen, comercialicen o transporten productos objeto de los impuestos especiales de fabricación, fuera de los casos previstos en el artículo 16 de esta Ley, cuando no acrediten que tales impuestos han sido satisfechos con arreglo a las disposiciones aplicables del Derecho de la Unión y de la legislación nacional

2. Depósitos fiscales de combustible

Cuando el despacho a consumo sea a través de un «depósito fiscal», la entidad regulada será su titular, esto es, el «depositario autorizado», que es el obligado a ingresar el impuesto especial y a entregar derechos de emisión. El artículo 3.11) de la Directiva (UE) 2020/262 define el «depósito fiscal» como todo lugar en el que un depositario autorizado produzca transforme, tenga, almacene, reciba o envíe, en el ejercicio de su profesión, bienes sujetos a impuestos especiales en régimen suspensivo bajo determinadas condiciones fijadas por las autoridades competentes del Estado miembro en el que esté situado dicho depósito fiscal. Por su parte, se entiende por «depositario autorizado», según artículo 3.1 de la Directiva, a toda persona física o jurídica que haya sido autorizada por las autoridades competentes de un Estado miembro a producir, transformar, almacenar, recibir o enviar, en el ejercicio de su profesión, productos sujetos a impuestos especiales en régimen suspensivo dentro de un depósito fiscal.

La trasposición al ordenamiento interno se encuentra en el artículo 4 de la Ley 38/1992 (ley IIEE) siendo el «depositario autorizado» la persona o entidad titular de una «fábrica» o de un «depósito fiscal». Y el artículo 4.10 de la Ley 38/1992 define el depósito fiscal como el establecimiento o la red de oleoductos o gaseoductos donde, en virtud de la autorización concedida, con cumplimiento de las condiciones y requisitos que se establezcan reglamentariamente pueden almacenarse, recibirse, expedirse y en su caso transformarse en régimen suspensivo productos objeto de los Impuestos Especiales de fabricación". El mismo precepto define el «régimen suspensivo» como el régimen fiscal aplicable a la fabricación, transformación, tenencia y circulación de productos objeto de los impuestos especiales de fabricación en el que, habiéndose realizado el hecho imponible, no se ha producido el devengo y, en consecuencia, no es exigible el impuesto. En definitiva, las condiciones que deben darse para ser una entidad regulada son las siguientes

- (a) Ser titular de un una fábrica o depósito fiscal que almacene, fabrique, transforme, reciba o expida combustibles en régimen suspensivo del impuesto especial de hidrocarburos.
- (b) El combustible sujeto al RCDE2 debe liberarse al consumo y devengarse el impuesto especial

La Directiva 2020/262 no distingue entre «fábrica» y «depósito fiscal», la distinción únicamente obedece al derecho interno. La norma europea se refiere al depósito fiscal como el

lugar en que el depositario autorizado puede realizar cualquiera de las operaciones previstas —producir, transformar, almacenar, recibir o expedir—, mientras que la LIIEE, por un lado, distingue la fabricación, y por otra, el almacenamiento y la circulación. En consecuencia, instaura dos tipos de establecimientos: 1) el destinado exclusivamente a la fabricación de mercancías que son objeto del impuesto, la «fábrica», y 2) el destinado a almacenar, recibir o expedir tales mercancías, el «depósito fiscal», ambos tienen como titular a un «*depositario autorizado*». El motivo de esta diferencia se encuentra en las condiciones específicas para su autorización y funcionamiento, pues no es lo mismo fabricar que almacenar. En la fábrica, la Administración precisa controlar procesos, transformaciones, mermas, pérdidas, materias primas, subproductos, productos terminados, etcétera, mientras que en el depósito fiscal la necesidad únicamente comprende la clase de producto, las recepciones y los envíos y en menor medida las mermas y alguna que otra transformación excepcional.

El depósito fiscal es una instalación cuya tipología y tamaño depende de la clase del producto y de la actividad que lleve a cabo, pudiendo incluir instalaciones tan heterogéneas, como las destinadas a recibir, almacenar o expedir, como las destinadas al transporte (gasoductos y oleoductos). Ello permite distinguir tres tipos de instalaciones susceptibles de autorizarse como depósito fiscal: 1) los establecimientos destinados a recibir, almacenar o expedir productos objeto del impuesto; 2) la red de oleoductos, o sea, instalaciones destinadas a la conducción de productos (petróleo o refinados; y 3) los gasoductos, únicamente utilizados para la conducción del gas natural.

2.1. Depósitos fiscales de combustible líquidos

En la distribución de combustibles líquidos se desencadenan simultáneamente dos tipos de operaciones: 1) la operación de compraventa mercantil entre cliente y proveedor; y 2) la operación logística que comporta el trasiego, el almacenamiento y el suministro físico del producto. Luego en una operación de compraventa que conlleve suministro, como mínimo intervienen tres sujetos:

1. El proveedor: Es el propietario del producto, lo almacena en una instalación autorizada, titularidad de un tercero depositario. Vende a su cliente —distribuidor, estación de servicio o consumidor final—, realizando ambos una operación de compraventa al precio que hayan acordado.
2. El cliente: La persona que compra el producto al proveedor. Puede ser otro proveedor, un distribuidor, una estación de servicio o un consumidor final. Por medio de vehículos cisterna, propios o de terceros, retira el producto de las instalaciones del tercero depositario, que es quien efectivamente suministra físicamente la mercancía.
3. El depositario: Es la persona que almacena, custodia y conserva el producto por cuenta del proveedor de quien recibe las órdenes de liberación y de carga. A pesar de que no es el propietario del producto, es el sujeto pasivo del impuesto y la persona obligada a repercutirlo al proveedor quien a su vez lo traslada en el precio al cliente. Por consiguiente, el depositario (depósito fiscal) no es proveedor, sino suministrador, siendo su actividad el almacenamiento y suministro físico del producto por cuenta de un tercero.

Sin embargo, en ocasiones el depositario y el proveedor coinciden. De hecho, en el mercado de los combustibles y carburantes actúan dos tipos de proveedores —distinción igualmente adoptada por la Ley 34/1998 del sector de hidrocarburos—, en primer término, el formado por los operadores mayoristas, y en segundo, el formado por los distribuidores minoristas,

ambos revenden a otros distribuidores, estaciones de servicio y consumidores finales (ver capítulo) pero actúan de forma muy diferente. Unos y otros se distinguen básicamente por el perímetro logístico de sus operaciones, los operadores mayoristas, salvo algunas excepciones, no intervienen en la entrega física, tan solo tienen el poder de disposición de lo que han almacenado en grandes depósitos logísticos titularidad de terceros conectados por oleoducto y con capacidad suficiente para la descarga de buques, siendo su titular —el depositario— la persona que por cuenta del operador efectivamente ejecuta el suministro. Por su parte, a diferencia del operador, el distribuidor minorista emplea depósitos de su titularidad —*almacenes depósitos y fiscales* de menor capacidad— abastecidos por vehículos cisterna y al tiempo que perfeccionan las operaciones de compraventa, ejecutan el suministro.

Para los hidrocarburos empleados como combustible la norma tributaria no distingue la clase de actividad. No distingue la actividad desplegada por las grandes terminales de graneles líquidos de la que se lleva a cabo en instalaciones de reducido tamaño. Efectivamente, no será lo mismo la instalación que permite, descargar, almacenar y expedir mensualmente el contenido de un buque de 60.000 toneladas de gasóleo, que un centro de distribución de gasóleo de suministro a instalaciones fijas con un movimiento anual de 3.000 toneladas. Una y otra son susceptibles de ser autorizadas como depósitos fiscales, sin embargo, en ambas se desarrollan actividades muy diferentes y oportunamente espaciadas por la Ley 34/1998 reguladora del sector de hidrocarburos, que en su artículo 37 distingue las actividades de refinación, transporte, almacenamiento y distribución” introduciendo “realidades técnicas y mercantiles socialmente asumidas”, situación que en el ámbito tributario y en el RCDE 2 no se contempla.

2.2. Depósitos fiscales de gas natural

Para los hidrocarburos líquidos, las instalaciones autorizadas como depósito fiscal son las destinadas al almacenamiento y al transporte (oleoductos), pero para el GN las autorizaciones van mucho más allá, pues podrá autorizarse cualquier otra instalación que forme parte del «sistema gasista». La letra g) del apartado 2 del artículo 11 del RIIEE señala que «podrán ser autorizadas como depósito fiscal de gas natural cualquiera de las instalaciones que comprenden el sistema gasista tal y como éste se describe en el artículo 59 de la Ley del Sector de Hidrocarburos¹⁰».

¹⁰ 2. A los efectos establecidos en la presente Ley, la red básica de gas natural estará integrada por: a) Los gasoductos de transporte primario de gas natural a alta presión. Se considerarán como tales aquellos cuya presión máxima de diseño sea igual o superior a 60 bares, diferenciándose entre: 1.º Red troncal: Gasoductos de transporte primario interconectados esenciales para el funcionamiento del sistema y la seguridad de suministro excluyendo la parte de los gasoductos de transporte primario utilizados fundamentalmente para el suministro local de gas natural. En todo caso se considerarán incluidas las conexiones internacionales del sistema gasista español con otros sistemas, las conexiones con yacimientos de gas natural en el interior o con almacenamientos básicos, las conexiones con las plantas de regasificación, las estaciones de compresión y los elementos auxiliares necesarios para su funcionamiento. 2.º Red de influencia local: Gasoductos de transporte utilizados fundamentalmente para el suministro local de gas natural. b) Las plantas de regasificación de gas natural licuado que puedan abastecer el sistema gasista y las plantas de licuefacción de gas natural. c) Los almacenamientos básicos de gas natural, que puedan abastecer el sistema gasista. 3. Las redes de transporte secundario están formadas por los gasoductos de presión máxima de diseño comprendida entre 60 y 16 bares. 4. Las redes de distribución comprenderán los gasoductos con presión máxima de diseño igual o inferior a 16 bares y aquellos otros que, con independencia de su presión máxima de diseño, tengan por objeto conducir el gas a un único consumidor partiendo de un gasoducto de la Red Básica o de transporte secundario. 5. Almacenamientos no básicos de gas natural son las estructuras de almacenamiento de gas natural en el subsuelo y las instalaciones de superficie que se requieran, con carácter temporal o permanente, para el desarrollo de la actividad de explotación del almacenamiento subterráneo de gas natural, incluidos los gasoductos de conexión entre el almacenamiento y la red básica de gas natural. Estas instalaciones quedarán excluidas del régimen retributivo del sistema de gas natural.

Las instalaciones que almacenan el GN, son los almacenamientos subterráneos¹¹, las plantas de almacenamiento¹² y los tramos largos de la propia red básica de transporte (gasoductos), especialmente utilizadas para armonizar las diferencias de consumo. La inscripción como depósito fiscal no es obligatoria. Podrán autorizarse como un único depósito fiscal varias de las referidas instalaciones, siempre que su titular sea la misma persona y exista un control centralizado de estas. La autorización de las referidas instalaciones como depósitos fiscales requerirá, además del cumplimiento de los requisitos generales que sean aplicables, que el solicitante se halle en posesión de la autorización administrativa que proceda, según el caso, de las contempladas en los artículos 67 y 73 de la citada Ley 34/1998.

2.2.1. Las instalaciones del «sistema gasista» en España

La circulación del GN se hace por gasoductos, camiones cisterna y buques metaneros. No hay formalidades tributarias para la circulación, pero si para el almacenamiento, y especialmente cuando se devenga el impuesto. Las instalaciones que forman el sistema gasista de acuerdo con la Ley 34/92 del sector de hidrocarburos, se muestran en el gráfico siguiente:

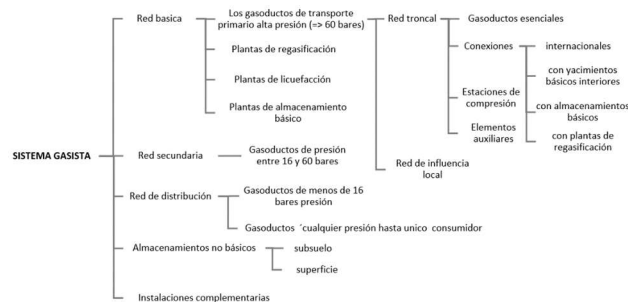


Ilustración 2: Instalaciones que forman el sistema gasista según Ley 34/98 del Sector Hidrocarburos

Los gasoductos: el gas fluye por diferencias de presión, la de un extremo es superior a la del otro lo que permite que el gas fluya a lo largo de la tubería. La presión hay que aumentarla cada cierto espacio en las estaciones de compresión.

Plantas de licuefacción: Son las instalaciones donde se lleva a cabo la conversión del gas natural a líquido, o sea, la transformación del estado gaseoso al estado líquido, que se consigue por el enfriamiento del GN a menos 161 °C. El proceso de licuación requiere previamente la extracción de algunos de sus componentes, como el agua y el dióxido de carbono, para evitar su solidificación cuando el gas es enfriado a esa temperatura. Por este motivo el GNL está típicamente compuesto de metano.

Las plantas de regasificación: Son las instalaciones cuya actividad consiste en devolverle al gas natural el calor que le había sido quitado durante el proceso de licuefacción. Son instalaciones normalmente localizadas en los puertos pues precisan estar próximas a las zonas de atraque y descarga de los buques metaneros. La descarga se efectúa en grandes depósitos de almacenamiento que mantiene el gas natural licuado a -161 °C bajo cero y desde estos depósitos se conecta el gas licuado a los vaporizadores que utilizan en la mayoría de los

¹¹ RESOLUCIÓN de 14 de febrero de 2023, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la capacidad asignada y disponible en los almacenamientos subterráneos básicos de gas natural para el período comprendido entre el 1 de abril de 2023 y el 31 de marzo de 2024 Apartado primero: “La capacidad operativa de los almacenamientos básicos de gas natural en funcionamiento durante el período es la necesaria para almacenar 34.179 GWh de gas natural, de acuerdo con el siguiente desglose”: Serralbo (9.193 GWh), Gaviota (18.340 GWh), Marismas (831 GWh), Yela (5.815 GWh).

¹² Situadas en Barcelona, Huelva, Levante, Cartagena, Bilbao y el Ferrol.

casos agua de mar como intercambiador. Los vapores, consecuencia del llenado de los tanques, retornan a los depósitos del metanero para ser recuperados, venteados o quemados en la antorcha, aunque en este último caso, recordar sus efectos nocivos para el medio ambiente. Una vez vaporizado, es presurizado y se inyecta a los gasoductos para su transporte.

Las plantas de almacenamiento básico: La Ley 34/98 que regula el sector petrolero concluye que la obligación de almacenar gas natural obedece a la necesidad de ajustar la oferta y la demanda, especialmente por las variaciones estacionales y a la necesidad de disponer de existencias mínimas de seguridad en el caso de dificultad en los aprovisionamientos. Ciertamente, el mercado del gas natural se caracteriza por la presencia de periodos de mayor y/o menor demanda, y sobre todo por picos de consumo que necesitan ser atendidos. Por este motivo, las operadoras recurren a los «depósitos de reserva», que son depósitos de almacenamiento ubicados generalmente en los propios yacimientos, en las plantas de licuefacción, en las plantas de recepción, o integrados en la misma red de transporte.

Las estaciones de compresión: La caída de presión de una tubería es un factor muy importante, especialmente cuando se trabaja con tuberías de gran longitud y de diferentes diámetros, lo que obliga a volver a aumentar la presión cada cierto espacio para recorrer nuevamente el siguiente tramo¹³. Las estaciones de compresión se utilizan para recuperar la pérdida de presión que se va produciendo en las redes de distribución. El gas circula por el gasoducto de un extremo al otro de la tubería debido a la diferencia de presión, pero ésta, debido al rozamiento y al propio desplazamiento del producto, disminuye a medida que el gas fluye lo que implica una reducción en la velocidad de circulación.

Las estaciones de compresión están situadas en los puntos intermedios de los gasoductos se encargan de aumentar la presión del gas que circula por el mismo, además las altas presiones permiten incrementar la cantidad de producto transportado, pues al aumentar su densidad se consigue una mayor masa de gas por unidad de volumen. Está formado por los compresores (normalmente centrífugos) y turbinas de gas que son las encargadas de accionarlos. En el gasoducto del territorio español las estaciones de compresión están situadas en Tivissa, Banyeres, Haro, Algete, Puertollano, Zamora

Las estaciones de regulación: La red de distribución implica conectar unas redes con otras que funcionan con diferentes presiones, redes de alta presión con redes de media presión y estas con redes de baja presión. El objetivo de una Estación de regulación no es otro que transformar la alta presión del gasoducto en una presión menor, a 16 bares necesaria para la distribución. La modificación de la presión se realiza con independencia del caudal que circule por la red, esto es que debe circular con caudales que oscilan entre un inicio del 5% hasta el 100 de la capacidad y a una temperatura entre -10°C y 40°C. Como al disminuir la presión – de alta a media - la temperatura baja, el gas se calienta antes de entrar en el regulador.

Las plantas satélites: Son un medio para el suministro de gas natural en zonas donde no alcanza la red general. Se trata de plantas provistas de depósitos especialmente preparados, donde se recepciona, almacena y, una vez regasificado, se suministra directamente para su consumo. En las instalaciones de una planta satélite, se descargan los camiones cisterna, procedentes de las plantas de regasificación donde se encuentra almacenado el GNL, proce-

¹³ Las diferencias de presión dependen de la longitud, del caudal y del diámetro de la tubería. En todas las canalizaciones se utiliza para hallar estas diferencias la fórmula de Colebrook-White, en la que se considera el factor fricción y el de transmisión.

dente de los buques metaneros. En España, existen cerca de 950 plantas satélite que se abastecen de las plantas de regasificación de Cartagena, Huelva, Barcelona, Sagunto, Mugaridos y Bilbao.

Conexiones internacionales: Gasoductos que conectan el sistema gasista español con otros sistemas o con yacimientos en el exterior. La red de gas natural española actualmente cuenta con seis conexiones internacionales: Argelia, Marruecos, dos con Francia y dos con Portugal.

3. Las comercializadoras de gas natural

Como regla general, la «entidad regulada» es toda persona física o jurídica, con excepción de cualquier consumidor final de los combustibles, que ejerza una actividad contemplada en el anexo III y que conlleve la «puesta a consumo» de los combustibles. Cuando el combustible pasa por un depósito fiscal, la «entidad regulada» es el sujeto al pago de los impuestos especiales que se hayan devengado -depositario autorizado-, sin embargo, cuando el combustible sea gas natural el concepto de entidad regulada difiere un tanto del criterio general.

El consumo de gas natural, como se ha dicho, exige grandes infraestructuras. El «sistema gasista», está formado por una red básica o primaria, formada por las plantas de regasificación, los gasoductos de transporte primario -de presión superior a 60 bar- y las instalaciones de almacenamiento, y la red secundaria, formada por los gasoductos de una presión de 16 a 60 bar y a la red de distribución que no sobrepasa los 16 bares, que es la que está directamente conectada al consumidor final¹⁴.

Para los combustibles líquidos, las instalaciones autorizadas como «depósito fiscal» son las destinadas al almacenamiento y al transporte (oleoductos); sin embargo, para el gas natural la autorización como depósito fiscal puede alcanzar, además de las instalaciones destinadas al almacenamiento y transporte (gasoducto), a cualquier otra instalación que forme parte del «sistema gasista», que según el artículo 59 de la Ley 34/98 del Sector de Hidrocarburos, incluye las plantas de licuefacción, regasificación, las estaciones satélites y las plantas de comprensión y de regulación. La inscripción como depósito fiscal de estas instalaciones no es obligatoria, pero en el supuesto que se inscriban, las operaciones de regasificación, licuefacción, almacenamiento y transporte (gasoductos) se efectuaran en régimen suspensivo. Así lo dispone la letra g) del apartado 2 del artículo 11 del RIIIEE, señala que «podrán ser autorizadas como depósito fiscal de gas natural cualquiera de las instalaciones que comprenden el sistema gasista tal y como éste se describe en el artículo 59 de la Ley del Sector de Hidrocarburos»¹⁵. En este sentido, si bien la regla general es que el «despacho a consumo» se produce con el devengo el impuesto, en el gas natural las entidades reguladas en su mayoría no son los titulares de depósitos fiscales, sino los «comercializadores».

¹⁴ El origen del término *bar* es del griego *baros* que significa peso y 1kg/cm² representa 0,9807 bar

¹⁵ 2. A los efectos establecidos en la presente Ley, la red básica de 9-gas natural estará integrada por: a) Los gasoductos de transporte primario de gas natural a alta presión. Se considerarán como tales aquellos cuya presión máxima de diseño sea igual o superior a 60 bares, diferenciándose entre: 1.º Red troncal: Gasoductos de transporte primario interconectados esenciales para el funcionamiento del sistema y la seguridad de suministro excluyendo la parte de los gasoductos de transporte primario utilizados fundamentalmente para el suministro local de gas natural. En todo caso se considerarán incluidas las conexiones internacionales del sistema gasista español con otros sistemas, las conexiones con yacimientos de gas natural en el interior o con almacenamientos básicos, las conexiones con las plantas de regasificación, las estaciones de compresión y los elementos auxiliares necesarios para su funcionamiento. 2.º Red de influencia local: Gasoductos de transporte utilizados fundamentalmente para el suministro local de gas natural. b) Las plantas de regasificación de gas natural licuado que puedan abastecer el sistema gasista y las plantas de licuefacción de gas natural. c) Los almacenamientos básicos de gas natural, que puedan abastecer el sistema gasista. 3. Las redes de transporte secundario están formadas por los gasoductos de presión máxima de diseño comprendida entre 60 y 16 bares. 4. Las redes de distribución comprenderán los gasoductos con presión máxima de diseño igual o inferior a 16 bares y aquellos otros que, con independencia de su presión máxima de diseño, tengan por objeto conducir el gas a un único consumidor partiendo de un gasoducto de la Red Básica o de transporte

El artículo 58 de la Ley 34/98 del sector de los hidrocarburos define a los «comercializadores» como las sociedades mercantiles que, accediendo a las instalaciones de terceros, adquieren el gas natural para su venta a los consumidores, a otros comercializadores o para realizar tránsitos internacionales. Asimismo, son comercializadores las sociedades mercantiles que realicen la venta de Gas Natural Licuado (GNL) a otros comercializadores dentro del sistema gasista o a consumidores finales. El comercializador puede suministrar al consumidor utilizando las instalaciones de transporte y distribución.

En el mercado del gas natural intervienen los productores, los transportistas, los distribuidores y los comercializadores. Los «productores» realizan la explotación en yacimientos. Los «transportistas» son los titulares de las estaciones de regasificación del gas, de licuefacción, almacenamiento o de gaseoductos de más de 16 bares de presión, cuyas instalaciones pueden darse de alta como depósito fiscal. Los distribuidores son los titulares de las instalaciones de distribución del gas natural a través de las cuales se efectúan los suministros a los puntos de consumo. Pueden ser depósito fiscal y sus titulares sujetos pasivos del impuesto. Y por último, los «comercializadores» que adquieren el gas natural a los productores o a otros comercializadores y utilizan las instalaciones de transporte y del distribuidor a cambio de un peaje para entregar el gas natural a sus clientes¹⁶. Si bien no son titulares de depósitos fiscales son los sujetos pasivos del impuesto. La actividad del comercializadores es incompatible con las actividades reguladas de transporte y distribución.

La regla general contempla que la salida del combustible del depósito fiscal origina el despacho a consumo siendo el titular la «entidad regulada». Sin embargo, el artículo 7 de la Ley IIEE, precisa que cuando la salida del gas natural de las instalaciones consideradas fábricas o depósitos fiscales se produzca en el marco de un contrato de suministro de gas natural efectuado a «título oneroso», el devengo del Impuesto sobre Hidrocarburos se producirá en el momento en que resulte exigible la parte del precio correspondiente al gas natural suministrado en cada período de facturación. Si bien, no será de aplicación cuando el gas natural sea enviado a otra fábrica, depósito fiscal o destinatario registrado, ni cuando el suministro se realice por medios diferentes a tuberías fijas. Por lo tanto, en estos casos será de aplicación el artículo 3.ae)ii) de la Directiva 2003/87/CE, que expresamente señala como entidad regulada, cuando no sea aplicable al titular del depósito fiscal, cualquier otro deudor del impuesto especial que se haya devengado en virtud del artículo 7 de la Directiva (UE) 2020/262¹⁷.

Con todo, cabría interpretar que para el gas natural el «despacho a consumo» a los efectos del RCDE 2 únicamente se produce con el abandono del régimen suspensivo del gas natural a la salida de un depósito fiscal. Sin embargo, no es así. El artículo 21.5 de la Directiva

secundario. 5. Almacenamientos no básicos de gas natural son las estructuras de almacenamiento de gas natural en el subsuelo y las instalaciones de superficie que se requieran, con carácter temporal o permanente, para el desarrollo de la actividad de explotación del almacenamiento subterráneo de gas natural, incluidos los gasoductos de conexión entre el almacenamiento y la red básica de gas natural. Estas instalaciones quedarán excluidas del régimen retributivo del sistema de gas natural.

¹⁶ ORDEN ITC/3128/2011, de 17 de noviembre, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas.

¹⁷ Directiva (UE) 2020/262. Artículo 7. Deudor del impuesto especial. 1. Será deudor del impuesto especial exigible: a) por lo que respecta a la salida de productos sujetos a impuestos especiales de un régimen suspensivo a que se refiere el artículo 6, apartado 3, letra a): i) el depositario autorizado, el destinatario registrado o cualquier otra persona que despache o por cuya cuenta se despachen del régimen suspensivo los productos sujetos a impuestos especiales o, en caso de salida irregular del depósito fiscal, cualquier otra persona que haya participado en dicha salida;

2003/96/CE, señala que el gas natural será objeto de imposición y se convertirá en impondibles en el momento de efectuarse el suministro por parte del distribuidor o del redistribuidor; luego, si no es objeto de imposición, muy difícilmente se puede suspender el impuesto con anterioridad a que se produzca el hecho imponible. Además, el artículo 8. 3 de la LIEE, señala como sujetos pasivos, en calidad de sustitutos del contribuyente, quienes realicen los suministros de gas natural a título oneroso en el supuesto previsto en el párrafo primero del apartado 3 del artículo 7 de la Ley IIEE (el devengo en el marco de un contrato de suministro de gas natural efectuado a título oneroso).

3.1. Clases de empresas comercializadoras de gas natural

En el mercado del gas existen dos submercados, que operan de forma diferente. El mercado regulado y el mercado no regulado. En el primero, las comercializadoras operan bajo la denominada «tarifa de último recurso» (TUR)», cuyo precio se mantiene fijo y solo puede variar trimestralmente, y bajo la aprobación del gobierno. En el segundo, las comercializadoras no están sujetas a restricción precios, o sea, que actúan en el mercado libre, pero no pueden ofrecer la TUR,

4. Clases de entidades reguladas

La entidad regulada se clasifica según sus emisiones anuales promedio¹⁸. De acuerdo con ello se distinguen las siguientes categorías:

- 1º. Categoría A: Las emisiones medias anuales sean iguales o inferiores a 50000 toneladas de CO₂(e); las entidades reguladas que emiten de media menos de 1 000 t CO₂(e) al año pueden clasificarse como «entidades reguladas con bajas emisiones» de conformidad con el artículo 75 n del MRR para las que se aplican simplificaciones especiales del sistema MRV con el fin de reducir los costos administrativos
- 2º. Categoría B: Las emisiones medias anuales superan las 50 000 toneladas de CO₂(e).

¹⁸ REGLAMENTO DE EJECUCIÓN (UE) 2023/2122. Artículo 75 bis contempla que toda referencia a las actividades contempladas en el anexo I de la Directiva 2003/87/CE se entenderá hecha a la actividad contemplada en el anexo III de dicha Directiva.

Capítulo 3

Los datos de actividad El factor de alcance La medición del combustible

1. Los flujos de combustible

Se entiende por «flujo de combustible», el definido en el artículo 3.af), de la Directiva 2003/87/CE, el despachado a consumo por medios físicos específicos, como conductos, camiones, ferrocarril, buques o estaciones de servicio, y que da lugar a las emisiones de gases de efecto invernadero pertinentes como resultado de su consumo por categorías de consumidores en los sectores contemplados en el anexo III de la Directiva 2003/87/CE.

La entidad regulada debe identificar de entre todos los combustibles despachados a consumo los incluidos en el artículo 2 de la Directiva 2003/ o a cualquier otro producto destinado al uso, puesto a la venta o utilizado como carburante de automoción o combustible para calefacción, incluso para la producción de electricidad y comparar las emisiones de los flujos de combustible correspondientes con el «total de las actividades objeto de seguimiento». Para determinar el «total de las actividades objeto de seguimiento» se sumaran todas las emisiones *CO2 eq* de todos los flujos de combustible obtenidos diferenciando el *CO2eq* procedente de fuentes fósiles y la «biomasa no sostenible».

Por otra parte, la entidad regulada debe ser capaz de distinguir los medios por los que se despachan los combustibles y su destino, pues puede realizarse por oleoducto, vehículos cisterna, transporte marítimo o combinaciones de ellos y con destino a comercializadores sin depósito fiscal propio. La entidad regulada deberá distinguir tales aspectos,

1.1. Flujos de minimis y principales

Los flujos de combustible se clasificaran por orden descendente en función de la cantidad de emisiones asociada, seleccionando, si procede, los flujos de combustible clasificados como «*de minimis*» a efectos de la aplicación de los requisitos de seguimiento simplificados. Los flujos de combustible «*de minimis*» son los equivalen conjuntamente a menos de 1.000 toneladas anuales de *CO2eq* fósil, los flujos de combustible restante se clasifican como flujos de combustible «principales». En el cuadro inferior puede observarse una referencia de tales umbrales expresados en volúmenes de productos.

Combustible	Consumo anual	Unidades de medida física	Factor de conversión	kWh	Factor de emisión (Kg de CO2 eq/kWh)	Kg de CO2 eq
Gas natural	1.000.000	Nm3	10,7056 kWh/Nm3	10705600	0,2016	2.158.248,96
Gasóleo	18.000.000	Litros	10,6 kWh/l	190800000	0,2628	50.142.240,00
Fuel	1.000.000	Kg	11,1611 kWh/Kg	11161100	0,2736	3.053.676,96
GLP Genérico	1.000.000	Kg	12,6389 kWh/Kg	12638900	0,234	2.957.502,60
Carbón nacional	1.000.000	Kg	5,6972 kWh/Kg	5697200	0,4032	2.297.111,04
Carbón de importación	1.000.000	Kg	7,0917 kWh/Kg	7091700	0,3564	2.527.481,88
Gas butano	1.000.000	Nº de bombonas o Kg	12,4389 kWh/Kg	12438900	0,2383	2.964.189,87

El MRR contempla que sucede cuando se sobrepasa estos umbrales. Se permite que una entidad que supere uno los umbrales mencionados una vez en seis años, no tenga que cambiar su clasificación. Esto significa que la potestad que otorga los niveles mínimos para presentar

y cumplir con un PS simplificado no se altera debido a un año de emisiones más altas, por lo que la entidad regulada no tendrá que presentar un Plan de seguimiento actualizado para su aprobación.

1.2. La incertidumbre, la exactitud y la precisión de las mediciones

Las mediciones se utilizan con la finalidad de contabilizar y controlar los procesos registrando las materias y productos que se transfieren de un proceso a otro, de una compañía a otra, o de los almacenes a los consumidores, además son imprescindibles para optimizar los rendimientos de las unidades productivas, y también para calcular las emisiones. Por este motivo los caudales deben contarse y medirse. Los medidores utilizados por las entidades reguladas pueden ser de distintos tipos dependiendo de aquello que se pretende medir: medidores de área variable, medidores por desplazamiento positivo, medidores másicos, por presión diferencial, medidores electromagnéticos, de turbina, etcétera. Los medidores de desplazamiento positivo o contadores son los que más se utilizan para los volúmenes líquidos que se conocen con el nombre genérico de «contadores» porque cuentan el volumen de líquido independientemente del tiempo transcurrido y atendiendo a la temperatura y la densidad. En la industria del petróleo habitualmente se utilizan los medidores másicos que miden en Kg y corrigen densidades y temperaturas de forma automática.

Pero los sistemas de medida no son exactos, no existe seguridad absoluta de aquello que medimos, los errores son una realidad siendo imposible llegar a una precisión matemática, de ahí las llamadas tolerancias del sistema, pues una información precisa significa rigurosidad, pero no exactitud. La normativa metrológica reconoce las imprecisiones en los aparatos de medición instaurando distintas «clases de exactitud» que según letra f) del artículo 2 del citado RD 244/2016, son la «clase» asignada a los instrumentos o sistemas de medida que satisfacen requisitos metrológicos destinados a mantener los errores de medida o las incertidumbres instrumentales dentro de límites especificados, bajo condiciones de funcionamiento dadas.

Entonces, cabe preguntarse sobre la calidad de los datos que arrojan las mediciones con las que se elabora la información sobre las emisiones. La respuesta se halla en los conceptos de «exactitud», «precisión» e «incertidumbre» que contempla el MRR. La «exactitud» significa el grado de coincidencia entre el valor medido de una magnitud y su valor real. La «precisión» designa el grado de coincidencia mutua de las mediciones de una misma magnitud en idénticas circunstancias, es decir, de las mediciones repetidas de un mismo valor. Suele describirse como la «desviación estándar» de los valores medidos alrededor de su media. Refleja el hecho de que todas las mediciones incluyen un error aleatorio que se puede reducir, pero nunca eliminar por completo. Por último, la «incertidumbre» define el rango de valores dentro del cual se prevé encontrar al valor real con un intervalo de confianza especificado.

1.2.1. La incertidumbre

El término «incertidumbre» significa duda. En su sentido más amplio, «incertidumbre de medida» significa la duda sobre la validez del resultado de una medición. De conformidad con el artículo 3 del MRR, se entiende por «incertidumbre» un parámetro asociado al resultado de la determinación de una cantidad y que caracteriza la dispersión de los valores que podrían atribuirse razonablemente a la cantidad concreta objeto de medición, incluidos los efectos de factores tanto aleatorios como sistemáticos; se expresa en porcentaje y describe un intervalo de confianza en torno al valor medio que comprende el 95 % de los valores

obtenidos, teniendo en cuenta cualquier asimetría presente en la correspondiente distribución.

El artículo 3.6 del Reglamento de Ejecución (UE) 2018/2066, define la «incertidumbre» como el parámetro asociado al resultado obtenido en la determinación de una magnitud, mediante el cual se caracteriza el grado de dispersión de los valores que cabría atribuir razonablemente a la misma, y que incluye los efectos de los factores de error aleatorios y sistemáticos; se expresa en porcentaje y describe un intervalo de confianza en torno al valor medio que comprende el 95 % de los valores obtenidos, teniendo en cuenta cualquier asimetría presente en la correspondiente distribución.

Al determinar la calidad de las mediciones, las normas internacionales se refieren al grado de «incertidumbre» por lo que los niveles correspondientes a las cantidades de combustible despachadas a consumo se expresan en relación con una determinada «incertidumbre máxima permitida durante el periodo de notificación» y para que los parámetros sean aceptados se deberá acreditar que alcanzan los niveles incluidos en las incertidumbres admisibles. En consecuencia la evaluación abarcará (artículo 75 *undecies*): (1) la incertidumbre especificada de los instrumentos de medición aplicados, (2) la incertidumbre asociada a la calibración y (3) cualquier incertidumbre adicional relacionada con la forma en que se utilizan los instrumentos de medición en la práctica. Además, debe incluirse, si procede, la influencia de la incertidumbre relacionada con la determinación de las existencias al principio/final del año.

Sin embargo, el MRR no exige una evaluación de la incertidumbre cuando la entidad regulada utiliza los mismos métodos de medición y obligaciones de notificación a efectos tributarios, tal como sucede por ejemplo, para el gas natural o los combustibles líquidos. En estos casos, la evaluación de la incertidumbre no será relevante y la entidad regulada podrá asumir el cumplimiento de los niveles más altos. El artículo 75 *undecies* dispone que «la entidad regulada podrá simplificar la evaluación de incertidumbre asumiendo que los errores máximos admisibles especificados para los instrumentos de medida en servicio representan adecuadamente la incertidumbre correspondiente al período de notificación completo requerida por las definiciones de los niveles con arreglo al anexo II bis».

1.2.2. Los niveles de precisión

Para determinar el volumen de emisiones de un «flujo fuente» en el sector de edificios, el transporte por carretera y otros sectores, es necesario, cómo se verá más adelante, determinar, los «datos de la actividad», los «factores de cálculo» y el «factor de alcance». Para su cálculo se pueden utilizar distintas metodologías, unas más estrictas que otras y por lo tanto, unas más exactas que otras. El nivel de precisión en la medición y el cálculo se concreta mediante la aplicación de una jerarquía de niveles acorde a los establecidos en el Reglamento MRR. El artículo 3 del MRR define el «nivel» como el requisito exigido para determinar los datos de la actividad, factores de cálculo, emisiones anuales y medias horarias anuales de emisión, así como la carga útil. Luego, cada parámetro medido o monitoreado en el sector edificios, el transporte por carretera y otros sectores deberá ser resultado de aplicar una determinada metodología que corresponda a un nivel de precisión enumerado del 1 al 4. Los números más bajos corresponden a metodologías con requisitos menos estrictos y un menor grado de exactitud que los niveles con números más altos. Por lo tanto, determinar el volumen de emisiones requiere precisión y el sistema RCDE2 establece el nivel mínimo de precisión para cuantificar las «cantidades de combustible despachadas a consumo».

Por lo demás, igual que con la «incertidumbre» pasa con la precisión, el MRR prevé una excepción cuando se utilice el método a que se refiere el apartado 1, letra a), del artículo 75 *undecies*, es decir, cuando las entidades sean entidades sujetas a obligaciones de notificación con arreglo a la legislación nacional en transposición de las Directivas 2003/96/CE y (UE) 2020/262, y sometidos al control metrológico nacional, la entidad regulada podrá determinar las cantidades de combustible despachadas sin necesidad de aplicar niveles.

1.2.3. El control de riesgos

El «riesgo» es un parámetro que refiere tanto la probabilidad de un incidente como las consecuencias del mismo, es decir, la probabilidad de que se cometa una inexactitud en el flujo de datos correspondiente al seguimiento de las emisiones. Por esta razón, el artículo 59 del MRR obliga a la entidad regulada a establecer un sistema de control eficaz que comprenda: 1) una evaluación de riesgo, y 2) actividades de control capaces de mitigar los riesgos identificados.

De este modo, el artículo 59, apartado 3, letra a), señala que el titular se asegurará de que todos los equipos de medida pertinentes se calibran, ajustan y comprueban a intervalos regulares, incluida la fase previa a su puesta en servicio, y se contrastan con patrones de medición basados en normas internacionales, si existen y de forma proporcional a los riesgos identificados. Así, con el plan de seguimiento, la entidad regulada presentará los resultados de una evaluación de riesgo que demuestren que las actividades de control y los procedimientos correspondientes propuestos son proporcionales a los riesgos inherentes y a los riesgos para el control detectados. Por «riesgo inherente» se entiende la propensión de un parámetro del informe anual de emisiones a contener inexactitudes que pueden ser importantes, consideradas individualmente o agregadas a otras, antes de tener en cuenta los efectos de las actividades de control correspondientes. Por su parte, por «riesgo para el control»: se entiende la propensión de un parámetro del informe anual de emisiones a contener inexactitudes que pueden ser importantes, consideradas individualmente o agregadas a otras, que el sistema de control no evita, detecta ni corrige en el momento oportuno.

1.2.4. Los costes razonables

Según el Reglamento de Ejecución (UE) 2018/2066 (MRR¹⁹), todos los procesos de recogida, tratamiento y cálculo de datos deben realizarse de forma transparente. Con el propósito de reducir costes y disminuir la probabilidad de cometer errores u omisiones que comporten entregar más o menos derechos de los debidos, con las consiguientes sanciones, los datos, métodos, tratamiento y notificación deben documentarse adecuadamente y conservarse en condiciones seguras, permitiendo el acceso a terceras personas autorizadas²⁰. Los datos deben obtenerse con la mayor exactitud posible, siempre que el método utilizado sea técnicamente viable y no genere «costes irrazonables».

De acuerdo con lo previsto en el artículo 75 *quinqüies* del MRR para determinar si los costes de una determinada medida son razonables, deben compararse con los beneficios derivados. A estos efectos, los beneficios se calculan multiplicando un «factor de mejora» por un precio de referencia de 60 euros por derecho de emisión. Se supone que los beneficios equivalen a un número de derechos de emisión proporcional al porcentaje de reducción de la

¹⁹ Reglamento de Ejecución (UE) 2023/2122 de la Comisión, de 17 de octubre de 2023, por el que se modifica el Reglamento de Ejecución (UE) 2018/2066 en lo que respecta a la actualización del 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

²⁰ El artículo 67 del MRR especifica que la información relevante debe conservarse durante un plazo de 10 años desde la presentación del informe de verificación

incertidumbre. Para independizar este cálculo de las fluctuaciones diarias de las cotizaciones, el MRR en el citado artículo 75 *quinquies* impone un precio constante de 60 € por derecho de emisión. Para determinar estos beneficios hipotéticos, el precio del derecho de emisión debe multiplicarse por un «factor de mejora», es decir, por el porcentaje de reducción de la incertidumbre multiplicado por las emisiones medias anuales generadas por el flujo de combustible en cuestión a lo largo de los tres últimos años. La reducción de la incertidumbre equivale a la diferencia entre la incertidumbre alcanzada actualmente y el valor umbral de la incertidumbre correspondiente al nivel que se alcanzará después de la mejora. Por otra parte, en los costes se incluirá el período de amortización adecuado, basado en la vida útil de los equipos, además de tener en cuenta los costes incurridos por los consumidores finales. En resumen, los costes se consideran razonables si:

$$C < P \cdot AEm \cdot IF$$

Siendo el «factor de mejora» $IF = (U_{curr} - U_{new\ tier})$,

En donde C , son los costes €/año; P , es el precio especificado del derecho de emisión = 60 €/ t CO₂ eq; AEm , son las emisiones medias de los flujos de combustibles relacionados a lo largo de los tres últimos años (teqCO₂/año); IF , es el «Factor de mejora» ($U_{curr} - U_{new\ tier}$, cuando proceda, o 1%); U_{curr} , la incertidumbre real actual; $U_{new\ tier}$, es el umbral de incertidumbre del nuevo nivel que se puede alcanzar [%].

1.2.5. La singularidad de las mediciones del gas natural

La entidad regulada en los suministros a título oneroso de gas natural es el «comercializador», que como sujeto pasivo del impuesto quien debe cuantificar y notificar sus emisiones en el RCDE2. No cabe duda de que el comercializador es el proveedor de gas natural, pero los instrumentos de medición del consumo doméstico son propiedad del gestor de la red de distribución (GRD).

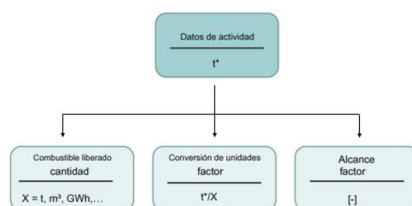
Con sujeción a los procedimientos internos, el GRD leerá los contadores en una fecha predefinida (por ejemplo, en mayo, después del plazo de notificación del RCDE2 y pondrá los resultados a disposición del proveedor. Cuando esta transferencia de información llegue demasiado tarde para la fecha límite de notificación de las emisiones anuales del RCDE2, el 30 de abril de cada año, las cantidades de combustible despachadas se basarán en las mismas cantidades de consumo aproximado utilizadas como base para facturar a los consumidores domésticos y sólo se ajustarán en el informe de emisiones del año Y+1 basándose en los resultados reales de la medición del consumo.

2. Los datos de la actividad

La obligación de entregar derechos de emisión equivalentes a las emisiones totales en el año natural, verificadas de conformidad con el artículo 15 y dentro del plazo establecido en el artículo 30 *sexies*, apartado 2, comporta el seguimiento y el cálculo de las emisiones por la entidad regulada. La metodología basada en el «cálculo», consiste en determinar las emisiones procedentes de los flujos fuente sobre la base de los datos de la actividad obtenidos mediante sistemas de medición y «factores de cálculo» a partir de análisis de laboratorio o valores normalizados. El método, para cada flujo de combustible, consiste en multiplicar los datos de la actividad por el factor de emisión:

$$CO_{2eq\ emisiones} = \text{Datos de la actividad} \times \text{factor de emisión}$$

El artículo 3,1) entiende por «datos de la actividad» los datos sobre la cantidad de combustible o material consumida o producida en un proceso que sea pertinente para la metodología de seguimiento basada en el cálculo, expresada en terajulios, en masa en toneladas o, en el caso de los gases, como volumen en metros cúbicos normales, según proceda. Por su parte, el «factor de emisión» es el definido en el artículo 3.13 del MRR como la tasa media de emisión de un gas de efecto invernadero relativa a los datos de la actividad de un flujo fuente o un flujo de combustible, en la hipótesis de una oxidación completa en la combustión y de una conversión completa en todas las demás reacciones químicas.



Para calcular los «datos de la actividad», será necesario precisar la cantidad de combustible despachada a consumo -que origine el devengo del impuesto especial- destinado a los sectores incluidos en el ámbito de aplicación del RCDE2, que deben determinarse sobre la base del «factor de alcance sectorial». En los casos en los que las cantidades de combustible despachadas a consumo se expresen en unidades de medida diferentes, se aplicará el «factor de conversión de unidades» que comprende la densidad, el valor calorífico neto y la conversión del valor calorífico bruto en el valor calorífico neto.

Por «flujo de combustible» conforme el artículo 3.af), de la Directiva 2003/87/CE, se entiende el despachado a consumo por medios físicos específicos, como conductos, camiones, ferrocarril, buques o estaciones de servicio, y que da lugar a las emisiones de gases de efecto invernadero pertinentes como resultado de su consumo por categorías de consumidores en los sectores contemplados en el anexo III de la Directiva 2003/87/CE;

Excepcionalmente podrán utilizarse «datos sustitutivos» que son valores anuales, obtenidos empíricamente o tomados de fuentes aceptadas, que utiliza un titular en sustitución de los datos de la actividad o de los factores de cálculo para completar la información requerida, cuando la metodología de seguimiento aplicada no permita obtener todos los datos de la actividad o factores de cálculo necesarios.

2.1. La medición de las cantidades de combustible despachadas a consumo

Habida cuenta de que el sistema RCD2 se basa en el marco jurídico de los impuestos especiales con arreglo a la Directiva 2003/96/CE y a la Directiva (UE) 2020/262, el régimen debe garantizar sinergias con la infraestructura tributaria y prever simplificaciones en la medida en que a efectos fiscales se acepten los datos o métodos pertinentes. Concretamente, cuando las mismas entidades y los mismos productos energéticos estén sujetos tanto a tributación energética como al nuevo régimen de comercio de derechos de emisión, debe permitirse que se apliquen los métodos para determinar la cantidad de productos energéticos despachados a consumo con arreglo a las normas tributarias sin considerar los requisitos de nivel.

El Reglamento de Ejecución (UE) 2018/2066 sobre el seguimiento y la notificación de las emisiones de gases de efecto invernadero en aplicación de la Directiva 2003/87/CE (MRR) prevé tres métodos para determinar la cantidad de combustible despachado:

1º El método de medición utilizado en el marco del régimen tributario, siempre que la entidad regulada tenga las obligaciones de notificación de los productos energéticos en virtud del régimen establecidos por la Directiva 2003/96/CE sobre la fiscalidad de los productos energéticos (ETD) y la Directiva 2020/262/EU sobre los impuestos especiales (DE) y siempre que los métodos de medición estén sujetos al control metrológico²¹. Por lo general, este debería ser el caso de todas las transacciones comerciales basadas en las mediciones de combustibles por las que se produce la recaudación del impuesto. Las entidades reguladas que asuman este método de medición cumplen con el «nivel más alto» sin necesidad de llegar a evaluar la incertidumbre en la medición.

La aplicación de este método de medición, sin embargo, no tiene los efectos que se producen en el régimen tributario. Los volúmenes de combustible correspondientes a las pérdidas incluso las superiores a las legalmente admitidas²² y las irregularidades en la circulación en el régimen suspensivo²³, no se incluyen en el cómputo de los derechos de emisión a entregar por la entidad regulada. La razón no es otra, que la cantidad de combustibles que forman parte de las «irregularidades» o las pérdidas, en ningún momento llegan a utilizarse para la combustión en ninguno de esos sectores, luego tales cantidades de combustible no entran en el ámbito de aplicación del RCDE2. Incluso, el MRR permite que las cantidades de combustible despachadas se expresen en las unidades utilizadas en la tributación energética, por ejemplo, TJ, litros, GWh, si bien, las cantidades de combustible despachadas se convertirán multiplicándolas por el factor de conversión de unidades adecuado compatible con las unidades del factor de emisión pertinente (por ejemplo, t CO2 por t o TJ).

2º La medición por partidas, es decir, la agregación de la medición de las cantidades en el punto en el que los flujos de combustible se despachan a consumo, como las entregas individuales por camión de combustibles sólidos, combustibles líquidos o GLP. En estos casos cuando las metodologías de medición no son las utilizadas en el régimen ETD/DE, la entidad regulada debe obtener una confirmación del grado de incertidumbre asociado con estos contadores, con el fin de averiguar si es posible alcanzar el nivel requerido (artículo *undecies* 2º subapartado).

Cuando los sistemas de medición estén sujetos al control de la entidad regulada, el titular utilizará los resultados registrados por los sistemas de medición sujetos a su control en la instalación, siempre que cumpla las dos condiciones siguientes:

²¹ La normativa de los impuestos especiales con respecto a las instalaciones -fábricas, depósitos fiscales, almacenes fiscales o consumidores finales- efectúa una remisión a la Ley 34/38 cuando señala que las instalaciones deberán disponer de las autorizaciones administrativas que le correspondan, en especial la referente a metrología y metrotecnica.

²² Directiva (UE) 2020/262 del Consejo de 19 de diciembre de 2019 por la que se establece el régimen general de los impuestos especiales. Artículo 6: Apartado 5. La destrucción total o pérdida irremediable, total o parcial, de productos sujetos a impuestos especiales en régimen suspensivo por circunstancias imprevisibles o fuerza mayor, o bien como consecuencia de una autorización de las autoridades competentes del Estado miembro para destruir los productos, no se considerará despacho a consumo. Apartado 6. A efectos de la presente Directiva, los productos se considerarán totalmente destruidos o perdidos de forma irremediable cuando ya no puedan utilizarse como productos sujetos a impuestos especiales. Apartado 7. La pérdida parcial debida a la naturaleza de los productos que se produzca durante la circulación en un régimen suspensivo no se considerará despacho a consumo en la medida en que la cuantía de la pérdida se sitúe por debajo del umbral común de pérdida parcial para los productos sujetos a impuestos especiales, a menos que un Estado miembro tenga motivos razonables para sospechar la existencia de fraude o irregularidad. La parte de una pérdida parcial que supere el umbral común de pérdida parcial para dichos productos sujetos a impuestos especiales será tratada como un despacho a consumo.

²³ Directiva (UE) 2020/262 del Consejo de 19 de diciembre de 2019 por la que se establece el régimen general de los impuestos especiales. Artículo 9.6 Irregularidades durante la circulación de productos sujetos a impuestos especiales en régimen suspensivo 6. A efectos del presente artículo, por «irregularidad» se entenderá toda situación que se produzca durante la circulación de productos sujetos a impuestos especiales en régimen suspensivo, excepto la mencionada en el artículo 6, apartados 5 y 6, debido a la cual una circulación, o parte de una circulación de productos sujetos a impuestos especiales, no haya finalizado conforme a lo previsto en el artículo 19, apartado 2.

- a) Llevar a cabo una evaluación de incertidumbre y garantizar que se alcanza el umbral de incertidumbre correspondiente al nivel aplicado.
- b) Garantizar que al menos una vez al año, y después de cualquier calibración de los instrumentos de medida, los resultados de la calibración multiplicados por un factor de ajuste prudente se comparan con los umbrales de incertidumbre pertinentes. El factor de ajuste prudente estará basado en una serie temporal adecuada de calibraciones anteriores de los mismos instrumentos o de otros similares, para tener en cuenta el efecto de la incertidumbre en el funcionamiento.

Cuando la entidad regulada sea una persona distinta del titular, los instrumentos de medición están sujetos al control de terceros, como sucede en algunos casos en los suministros comerciales de combustible líquido o los gestores de la red de distribución en el caso del gas natural. En el contexto de una transacción comercial como la compra de combustible, ocurre a menudo que la medición la realiza únicamente una de las partes de la transacción, entonces, como alternativa es posible incluir en los contratos de suministro cláusulas relativas al control de la calidad de los contadores, y en particular a su mantenimiento y calibración. Esta situación se da especialmente en el mercado del gas natural, en el que la entidad regulada sujeta al impuesto es el proveedor de gas natural, pero los instrumentos de medición del consumo doméstico son propiedad del gestor de la red de distribución. Además, como no hay coincidencia en las fechas de lo comunicado por el gestor de la red y el informe a presentar por las entidades reguladas, se permite la llevanza de un «saldo» entre las emisiones notificadas por la entidad regulada y las emisiones reales, que sólo estarán disponibles después de la fecha límite de notificación del 30 de abril – emisiones reales. Este saldo se pone a cero al notificar las emisiones del año siguiente.

Algo parecido sucede en los suministros de combustible líquido -gasolina y gasóleo- a las instalaciones de una gasolinera o un distribuidor, las mediciones únicamente se llevan a cabo en el depósito fiscal de origen presumiendo su veracidad incluso en el momento de la descarga en las instalaciones de destino.

3º La medición continua en el punto en que los flujos de combustible se despachan a consumo, como el transporte por oleoductos o gasoductos de los combustibles líquidos o gaseosos.

2.2. Factor de conversión a unidades de medida (FCU)

La conversión a una base energética es el método estándar definido en el artículo 75 *septies* de la Directiva 2003/87/CE: «cada entidad regulada determinará las emisiones anuales de CO₂ procedentes de las actividades a que se refiere el anexo III de la Directiva multiplicando, respecto a cada flujo de combustible, la cantidad de combustible despachada por el factor de conversión de unidades, el factor de alcance sectorial correspondiente y el factor de emisión correspondiente». De ahí que la cantidad de combustible despachada a consumo tiene que expresarse en «contenido energético» para que coincidan y sean compatibles con las unidades del factor de emisión asociado. Por ejemplo, cuando la cantidad de combustible se exprese en Nm³ como sucede con el gas natural, el contenido energético será el valor calorífico neto (VCN) expresado en t CO₂/TJ.

El artículo 3 del MRR define el «factor de conversión de unidades» como el factor que convierte las unidades en que se expresan las cantidades de combustible despachadas en cantidades expresadas como energía en terajulios, como masa en toneladas o como volumen en metros cúbicos normales o su equivalente en litros, en su caso, que incluye todos los factores pertinentes, tales como la densidad, el valor calorífico neto (PCI) o (en el caso de los gases) la conversión del valor calorífico bruto (PCS) en el valor calorífico neto, según proceda. Por ejemplo, si las cantidades de combustible despachadas se expresen en GWh brutos, como el caso del gas natural, el factor de conversión de unidades será el factor de conversión de GWh brutos a TJ netos. No obstante, para los combustibles expresados en t CO₂/t o en t CO₂/Nm³, las autoridades podrán autorizar factores de emisión,

2.2.1. La precisión y los valores por defecto

El factor de conversión a unidades de medida (FCU), del mismo modo que todos los factores de cálculo, debe atender a la jerarquía de los niveles de precisión acordados al Reglamento MRR. Así por ejemplo, el valor calorífico neto (VCN) para el gas natural, el MRR establece que la aplicación de los valores por defecto del tipo I, será un nivel 1, para los valores por defecto del tipo II, será un nivel 2 y el análisis del laboratorio será un nivel 3. El PCI también se puede expresar con relación al volumen, siendo su valor de 38,22 GJ/miles m³N.

Los valores por defecto del tipo I son los factores estándar del anexo VI -mismos valores del IPCC- u otros valores constantes con arreglo al artículo 31, apartado 1, *sexies* (valores del pasado que son válidos). Los Valores por defecto del tipo II son:

- (a) Los factores de emisión específicos del país, tal como se indican en el artículo 31, apartado 1, *ter, quater y quinquies*, esto es, los valores utilizados en el inventario nacional de GEI, y que el artículo 75 *duodecies* declara igualmente aplicable al RCDE2.
- (b) Otros valores publicados para tipologías de combustible más desagregadas, o bien los tomados de la bibliografía y acordados con la autoridad en virtud de la habilitación en el artículo 31 *quater* del MRR. Es el método que se aplicará para las entidades de categoría A, combustibles comerciales estándar y combustibles que cumplen criterios equivalentes.

Combustible	Factor de emisión (kg CO ₂ /GJPCI) ⁽⁴⁾	PCI (GJ/t)
Hulla y antracita	98,30	26,70
Carbón coquizable	94,60	28,20
Carbón de importación	101,00	25,52
Carbón nacional	99,42	27,34
Coque	107,00	28,20
Coque de petróleo	97,50	32,50
Coque metalúrgico	107,00	28,20
Fuelóleo	77,40	40,40
Gasóleo	74,10	43,00
Gas natural ^(1, 2)	56,18	48,31
GLP genérico	63,10	47,30
Gas de refinería	57,60	49,50
Neumáticos ⁽³⁾	60,44	31,57
Serrín impregnado ⁽³⁾	53,95	13,13
Aceites usados	73,30	40,20
Disolventes	85,08	18,36

Tabla: Factores de emisión de CO₂ y poderes caloríficos por defecto para la combustión estacionaria por tipo de combustible utilizados en la edición 2023 del Inventario Nacional

2.2.2. El factor de conversión en unidades de medida del gas natural

El régimen de derechos de emisión de edificios, transporte y otros sectores está delimitado por la fiscalidad a la que está sometida el consumo del combustible sujeto. La normativa del ETS2 recurre a las Directivas 2003/96/CE por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad, y a la Directiva 2020/262/UE por la que se establece el régimen general de los impuestos especiales, para definir lo que se entiende por entidad regulada, por combustible y por despacho a consumo. Igualmente el Reglamento de Ejecución (UE) 2018/2066 sobre el seguimiento y la notificación de las emisiones de gases de efecto invernadero en aplicación de la Directiva 2003/87/CE de la Comisión (MRR), resulta también supeditado a las Directivas tributarias, lo que incluye el gas natural, si bien con medidas distintas de las de los hidrocarburos líquidos.

La «incertidumbre» y a la precisión del MRR prevé una excepción cuando se utilice el método a que se refiere el apartado 1, letra a), del artículo 75 *undecies*, es decir, cuando las entidades reguladas sean entidades sujetas a obligaciones de notificación con arreglo a la legislación tributaria nacional en transposición de las Directivas 2003/96/CE y (UE) 2020/262, y sometidos al control metrológico nacional, la entidad regulada podrá determinar las cantidades de combustible despachadas sin necesidad de aplicar niveles. Es decir, el MRR no exige una evaluación de la incertidumbre ni de la precisión cuando la entidad regulada utiliza los mismos métodos de medición y obligaciones de notificación a efectos tributarios. En estos casos, la evaluación no será relevante y la entidad regulada podrá asumir el cumplimiento de los niveles más altos.

De entre el conjunto de los gaseosos incluidos en el ámbito impositivo del impuesto especial sobre hidrocarburos, se diferencian dos clases de productos: 1) los que se consumen en estado gaseoso, como el gas natural y los productos comprendidos en NC 2711.29.00 y NC 2705, y 2) aquellos que igualmente son gases, pero se presentan en estado líquido. El gas licuado de petróleo (GLP) es una mezcla de hidrocarburos ligeros, básicamente propano y butano o la mezcla de ambos, siendo gaseosos en condiciones normales de presión y temperatura, si bien con la propiedad de pasar a estado líquido a presiones relativamente bajas permitiendo su almacenamiento y transporte en recipientes a presión. En los primeros, la base imponible está constituida por el «poder energético» expresado en gigajulios (GJ), como el gas natural, el biogás, el etileno, butileno, butadieno, propileno, el gas de hulla, gas de agua, gas pobre, etcétera; en los segundos, que se presentan en estado líquido, la unidad utilizada es la tonelada métrica, tal como sucede con el butano o el propano doméstico.

2.2.2.1. La unidad de medida del impuesto: el Gigajulio (GJ)

El impuesto especial sobre hidrocarburos grava en euros el contenido energético en bruto expresado en Gigajulios (un Gigajulio son 10^9 julios). El Julio, que toma su nombre del físico inglés James Prescott Joules, es una unidad medida de energía, de trabajo y calor. El Sistema Internacional de Unidades (SI) lo define como el trabajo efectuado cuando el punto de aplicación de un Newton —unidad de fuerza— se desplaza una distancia de 1 metro en la dirección de la fuerza²⁴.

²⁴ El Sistema Internacional de Unidades (SI) 8ª Edición. 2ª edición en español. Oficina Internacional de Pesas y Medidas Organización Intergubernamental de la Convención del Metro. Anexo I, página 56.

Es una unidad de medida pequeña que expresa una cantidad reducida de energía. Por esta razón, el poder energético del gas natural se expresa normalmente en kWh que es una unidad mayor —un kWh equivale a 3.600.000 julios—, facilitando la gestión del sistema gasista y la relación entre las compañías y los usuarios. Sin embargo, en el cálculo de la base imponible del impuesto se utiliza el julio como unidad expresando el poder energético del combustible antes de la combustión, esto es, antes de convertirse en calor o electricidad, y no los kWh producidos por tal combustión, lo que obliga a convertir los kWh obtenidos en Gigajulios.

Pero el gas natural consumido por los usuarios se calcula convirtiendo a kWh la cantidad de metros cúbicos de gas que pasa por el contador, y lo mismo sucede con las transacciones comerciales que llevan a cabo los agentes del mercado²⁵. Otro tanto ocurre con el biogás, el gas de hulla y los gases similares, normalmente destinados a la producción de calor y electricidad. Por tanto, la base imponible del impuesto se calcula convirtiendo los metros cúbicos en kWh y estos a Gigajulios.

2.2.2.2. Poder calorífico inferior y poder calorífico superior del gas natural

A efectos tributarios, para efectuar la conversión de la unidad de medida de los contadores, m³, a la unidad de medida de energía en kWh, se utiliza el valor energético del gas natural referido al poder calorífico superior (PCS), medido en las condiciones de referencia del sistema gasista²⁶, sin embargo, a los efectos del RCDE 2 el parámetro que debe utilizarse es el poder calorífico inferior (PCI).

El poder calorífico es la cantidad de energía desprendida en la reacción de combustión referida a una unidad de medida (Kg, m³). El gas natural es un compuesto de carbono e hidrógeno —básicamente metano (CH₄)— que al arder en combinación con el oxígeno, además de calor, desprende dióxido de carbono (CO₂) y vapor de agua (H₂O) — la presencia de agua se debe a la combustión del hidrógeno presente en el gas y a la humedad del propio combustible—, emergiendo ambos por los conductos de la caldera al exterior. Por esta razón, la presencia de agua admite dos magnitudes para calcular el poder energético del gas natural —también en otros hidrocarburos—, el poder calorífico inferior (PCI) y el poder calorífico superior (PCS).

El poder calorífico inferior (PCI), se refiere a la cantidad de calor aprovechable cuando el agua producida en la combustión no se condensa, perdiéndose el «calor latente» del vapor de agua (aproximadamente 540 kilocalorías por kilogramo de agua). Se trata únicamente

²⁵ CNMC, acuerdo por el que se emite informe al ministerio de energía, turismo y agenda digital, en relación a las presiones de suministro utilizadas para la conversión de unidades de volumen a energéticas en la facturación de gas natural a los consumidores finales, de fecha 1 diciembre de 2016, Expediente núm.: CNS/DE/298/15, página 4: “La regulación de los procedimientos y sistemas para la medición del consumo de gas natural en los puntos de suministro a los consumidores finales se encuentra en el Protocolo de detalle PD-01 Medición, aprobado por la Resolución de 22 de septiembre de 2011 (BOE 3 octubre 2011), de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen los protocolos de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista, así como en sus posteriores modificaciones. En particular, en dicho protocolo se especifican las fórmulas aplicables para la conversión de las unidades de volumen (m³), medido por los contadores de gas, a unidades energéticas, utilizadas en la facturación del gas natural. Además, se especifican los requisitos generales de los sistemas de medición que se deben instalar en los puntos de suministro, en función del caudal máximo horario, el consumo anual y la presión de suministro. La gran mayoría de los consumidores domésticos se encuentran conectados a redes de presión de máxima de servicio hasta 4 bar, y están equipados con un contador de gas volumétrico que no dispone de equipos de medición y registro de la presión y temperatura. Por ello, para el cálculo del factor de conversión de unidades de volumen a unidades de energía, deben utilizarse unas presiones y temperaturas de referencia, conforme a lo dispuesto en el protocolo PD-01”.

²⁶ RESOLUCIÓN de 15 de febrero de 2019, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifican diversas normas de gestión técnica del sistema y protocolos de detalle.

del calor de oxidación, sin contar con la parte correspondiente al «calor latente» del vapor de agua que emerge y se pierde. Dicho de otra manera, el PCI no mide la totalidad del poder energético que es capaz de generar el hidrocarburo, pues parte de ese calor se gasta en producir vapor de agua que emerge al exterior. Por esta razón, el PCI tan solo computa el «calor aprovechable» pero no mide el verdaderamente producido en la reacción de combustión. El artículo 3.30 del Reglamento MMR define como «valor calorífico neto (VCN)» a la cantidad específica de energía liberada en forma de calor durante la combustión completa de un combustible o material con el oxígeno en condiciones normales, una vez deducido el calor correspondiente a la vaporización del agua que se haya podido producir.

Por su parte, el poder calorífico superior (PCS), mide el calor verdaderamente producido en la reacción de combustión expresando el poder energético en bruto del gas natural. Es la cantidad total de calor que se desprende de la combustión en la que el vapor de agua generado está condensado, es decir, el agua ha cambiado de la fase vapor a la de líquido liberando el calor, lo que permite una mayor eficiencia en términos de calor del hidrocarburo combustionado. Por tanto, al condensarse el vapor de agua desprendido durante la combustión se consigue un aporte adicional de calor. Luego, el PCS mide la cantidad de calor total producido por la combustión completa de una unidad de hidrocarburo, incluyendo el calor recuperado y derivado de la condensación del vapor de agua.

La Ley del impuesto grava el contenido energético del gas natural y de otros hidrocarburos gaseosos, pero no establece la manera de cuantificar el poder calorífico. La Directiva 2003/96/CE exige que el poder energético se cuantifique por su «valor calorífico bruto», esto es, por su poder calorífico superior²⁷. Medir el combustible basado en el contenido total de energía —incluida por tanto la derivada de la condensación del vapor de agua— proporciona una imagen más precisa que hacerlo en PCI, ya que la calidad de un determinado tipo de combustible puede variar de una fuente a otra, lo que supondría idéntica tributación para distintos contenidos energéticos. Por el contrario la adopción del PCS, al ser esta una magnitud fija para un producto en concreto supone la fijación de una base imponible igual para todos los sujetos intervinientes en la cadena comercializadora, pues no variará dependiendo de la caldera que se emplea²⁸.

En último término, cuando la entidad regulada destine el gas natural a combustible, además de ingresar la cuota que corresponda, está obligada a registrar, notificar y cuantificar la can-

²⁷ DGT V2560-14, de 30 de septiembre de 2014. Sociedad realiza la gestión integral de los sistemas de desgasificación de vertederos controlados de residuos sólidos urbanos y establece el mantenimiento del sistema de captación del biogás generado en el vertedero y del sistema de producción de energía eléctrica en motores estacionarios que utilizan como carburante el biogás generado en el vertedero. Si bien la Ley de Impuestos Especiales no lo ha establecido de forma expresa, la Directiva 2003/96/CE del Consejo, por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad, al establecer los niveles mínimos de imposición aplicables a los carburantes y combustibles, exige que el poder energético de estos se cuantifique por su "valor calorífico bruto". Por ello se entiende que, aunque el biogás obtenido en el vertedero tenga una composición variable, su poder energético tendrá que cuantificarse mediante la cantidad de energía bruta que contiene y no podrá estimarse mediante la lectura de la energía eléctrica generada al utilizar el biogás para producir electricidad.

²⁸ TEAC, Sala segunda, fecha, 29 de enero de 2019: ... a pesar de no definirse de la manera que sostiene el órgano directivo el poder energético, parece razonable, dado que no se especifica suficientemente el modo de cálculo, aplicar la magnitud que considera este, ya que la adopción del PCI como método de cálculo implicaría subordinar la base imponible a "(...) factores tales como el uso o destino, tecnología del consumidor y evolución tecnológica", lo que no parece seguro desde el punto de vista jurídico, ya que en este caso la base imponible variaría dependiendo del consumidor final del carbón. Por el contrario la adopción del PCS, al ser esta una magnitud fija para un producto en concreto supone la fijación de una base imponible igual para todos los sujetos intervinientes en la cadena comercializadora, pues no varía en función del uso que se dé al carbón o de la caldera en la cual se emplee. La única distinción que aceptan tanto la Ley como la Directiva comunitaria es la de los tipos impositivos en función de si el carbón se usa con fines profesionales (a excepción de procesos de generación de electricidad) o con otros fines, por lo que no resulta adecuado introducir otra variable incierta, esta vez en la fijación de la base, cuando parece que el legislador no lo ha previsto así.

tividad puesta a consumo a las Autoridades tributarias. Y al respecto, el Reglamento MRR señala que las entidades reguladas cuando sean entidades sujetas a obligaciones de notificación con arreglo a la legislación tributaria nacional en transposición de las Directivas 2003/96/CE y (UE) 2020/262, y sometidos al control metrológico nacional, la entidad regulada podrá determinar las cantidades de combustible despachadas sin necesidad de aplicar niveles. Sin embargo, a efectos tributarios, los registros, notificaciones y autoliquidaciones del gas natural se expresaran en términos de valor calorífico bruto (PCS), por lo que necesariamente deberán ajustarse al valor calorífico neto (PCI) exigido por el RCDE2. Para el paso de PCS a PCI, en el gas natural se utiliza el factor de conversión de 0,901, si bien también se puede expresar en relación con el volumen, siendo su valor de 37,78 GJ/miles m³N²⁹.

En todo caso, la medición del poder calorífico (PCI y PCS) se realiza por medio de equipos de determinación de la calidad deberán disponer de la evaluación de conformidad metrológica otorgada por la autoridad competente de la Unión Europea, ser digitales, con registros horarios y diarios, con una capacidad de almacenamiento mínimo de 31 días y deberán poder facilitar, entre otros datos, la información mediante análisis continuo del flujo de gas del Poder calorífico inferior (PCI) y poder calorífico superior (PCS) en kWh/m³ (en condiciones de referencia)³⁰.

2.3. La identificación del consumo final del combustible: el «factor de alcance»

El RCDE2 exige determinar las cantidades de combustible «despachadas a consumo» lo que comporta identificar las cantidades eventualmente quemadas por los consumidores en los sectores cubiertos por el Anexo III y distinguirlos de los suministros en régimen suspensivo del impuesto especial, o de los suministros a otros consumidores o para usos distintos de la combustión. Sin embargo, identificar la categoría del consumidor final no es sencillo, especialmente si no existe una conexión de suministro directa entre la entidad regulada y el consumidor final. Además, la información relacionada debe ser verificable. Esto significa que la entidad regulada debe poder recopilar una evidencia suficientemente sólida como para que el verificador la utilice para elaborar una opinión con un nivel razonable de seguridad.

De acuerdo con lo previsto en el artículo 3.66 del MRR se entiende por «consumidor final toda persona física o jurídica que sea el consumidor final del combustible, cuyo consumo de combustible anual no es superior a 1 tonelada de CO₂. El sistema ETS2 requiere distinguir las cantidades de combustible liberado al consumo en los sectores dentro del alcance del Anexo III de la Directiva RCDE UE y distinguirlos de otros sectores. A partir del volumen total puesto a consumo³¹, la entidad regulada deberá determinar el «factor de alcance», que de acuerdo con el artículo 3.66 del Reglamento de Ejecución (UE) 2018/2066 (MRR) será el

²⁹ INFORME INVENTARIOS GEI 1990-2021 (edición 2023) anexo 7. factores de emisión de CO₂ y PCI de los combustibles. Este anexo será la única fuente válida de factores estándar del Inventario Nacional a los efectos previstos en el artículo 31, apartado 1, letra b), del Reglamento (UE) 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.

³⁰ RESOLUCIÓN de 22 de septiembre de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica el protocolo de detalle PD-01 «medición» de las normas de gestión técnica del sistema gasista. Los equipos de determinación de la calidad deberán disponer de la evaluación de conformidad metrológica otorgada por la autoridad competente de la Unión Europea, ser digitales, con registros horarios y diarios, con una capacidad de almacenamiento mínimo de 31 días y deberán poder facilitar, entre otros datos, la información mediante análisis continuo del flujo de gas del Poder calorífico inferior (PCI) y poder calorífico superior (PCS) en kWh/m³ (en condiciones de referencia)

³¹ REGLAMENTO DE EJECUCIÓN (UE) 2018/2066 Artículo 3.67 «cantidad de combustible despachada»: datos sobre la cantidad de combustible, conforme se define en el artículo 3, letra af), de la Directiva 2003/87/CE, despachada a consumo, expresada como energía en terajulios, como masa en toneladas o como volumen en metros cúbicos normales o su equivalente en litros, según proceda, antes de la aplicación de un factor de alcance sectorial

factor entre cero y uno que se utiliza para determinar la proporción de un flujo de combustible que se utiliza para la combustión en los sectores cubiertos por el anexo III de la Directiva 2003/87. Esto significa que para cada flujo de combustible, la entidad regulada tiene que determinar la proporción de las cantidades de combustible liberado que se queman en los sectores de transporte y edificios (Anexo III) que puede tomar valores de 0 (no cubierto por el Anexo III), 1 (cubierto totalmente por el Anexo III) o cualquier valor intermedio (cubierto parcialmente).

En último término, se trata de identificar las cantidades eventualmente quemadas por los consumidores en los sectores cubiertos y distinguirlas de las cantidades suministradas a otros, como cuando el combustible se destina a un uso distinto de la combustión, o cuando su destino sea una fábrica o depósito fiscal. Una labor compleja, cuando por ejemplo, una terminal portuaria de combustible líquido que suministra aun distribuidor y este al consumidor final, deba separar las emisiones de los combustibles quemados en los sectores incluidos en las categorías CRF (IPPC, 1A1, 1A2, 1A3b, 1A4a y 1A4b) de aquellos que no lo están, como el combustible liberado para el consumo de una aeronave o un barco cubierto por el ETS1. Una dificultad relativamente eludible para el distribuidor por su proximidad al consumidor.

Por «flujo de combustible», se entiende el «despachado a consumo» por medios físicos específicos, como conductos, camiones, ferrocarril, buques o estaciones de servicio, y que da lugar a las emisiones de gases de efecto invernadero pertinentes como resultado de su consumo por categorías de consumidores en los sectores contemplados en el anexo III de la Directiva 2003/87/CE. Por consiguiente, la entidad regulada tiene que tener acceso a los perfiles de consumo de los consumidores finales, el MRR proporciona una jerarquía de métodos para que las entidades reguladas determinen el «factor de alcance» de cada flujo de combustible teniendo en cuenta, entre otras cosas, la solidez de cada método, el riesgo de fraude, la posibilidad de transferencia de costos específicos y la carga administrativa. Por ejemplo, se puede distinguir los flujos de combustible por mediciones directas en redes de tuberías, o servirse de las propiedades químicas de los combustible destinados a ciertos consumidores. Sin embargo, el método más apropiado para obtener información sobre los consumidores finales y sobre el «despacho a consumo» será valerse del actual procedimiento de los impuestos especiales y de la tributación energética. Probablemente por esta razón, el anteproyecto de Ley por la que se modifica la Ley 1/2005³², en su disposición adicional decimotercera modifica el apartado 1 del artículo 95 de la Ley General Tributaria, añadiendo un nuevo supuesto de cesión de datos, relativa a la colaboración con las Administraciones públicas para la aplicación del régimen de comercio de derechos de emisión de la UE de las «entidades reguladas». Efectivamente, basarse en la información tributaria permite identificar las entidades reguladas garantizando la ausencia de una doble contabilización, determina los tipos de combustibles cubiertos, además de cuantificar y definir el evento que desencadena la obligación de informar sobre el ETS2.

Los métodos que pueden utilizarse para demostrar que las cantidades de combustible se suministran a un determinado sector y no a otro, constituyen el elemento central de la metodología de seguimiento ETS2 que se examinará más adelante. Sin embargo, el MRR contiene una disposición transitoria para 2024-2026 para la exención permitiendo el uso de un factor de alcance sectorial por defecto inferior a 1, si la entidad regulada puede demostrar que esto conduce a una determinación más precisa de las emisiones.

³² Anteproyecto de Ley por la que se modifica la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero

2.3.1. Los métodos para determinar a los consumidores finales

El MRR establece una jerarquía de métodos para que las entidades reguladas puedan determinar el «factor de alcance sectorial» de cada flujo de combustible en función de cada método:

- (a) Métodos basados en la distinción física de los flujos de combustible (Nivel 3): Este método consiste en demostrar la distinción física de los flujos de combustible, por ejemplo, mediante mediciones directas de los suministros realizados por tuberías o conductos conectados directamente a los consumidores finales o los realizados a través de contadores separados que permiten la distinción física del combustible. También puede realizarse la distinción física por el espacio territorial que ocupan las instalaciones que recibe los suministros, por ejemplo, cuando los consumidores de una zona conectada al conducto sean únicamente usuarios industriales (CRF 1A2), y legalmente no se les permita realizar ninguna otra actividad económica. Incluso sería válido una autodeclaración de una estación de servicio que confirme el suministro exclusivo al transporte por carretera.
- (b) Métodos basados en la utilización de marcadores fiscales (Nivel 3): Se refiere al marcado fiscal del gasóleo y el queroseno, si bien podría ampliarse a otros combustibles. Principalmente se aplica a los combustibles líquidos que permite identificar su uso en la agricultura, la navegación o la aviación, que quedan fuera del ámbito del RCDE2. Sin embargo, la cobertura sectorial de los consumidores finales que se benefician de tipos impositivos reducidos o exenciones y que por tanto, el combustible utilizado lleva incorporados los marcadores fiscales no permite separar exactamente los sectores del CRF en el sentido del ámbito de aplicación del RCDE2. Por lo tanto, aunque el método de marcado fiscal no resuelva todos los inconvenientes, podría ser suficiente si se combina con otros métodos.
- (c) Métodos basados en la «cadena de custodia» (Nivel 2): Se refiere a la utilización de facturas trazables y documentación que incluya, por ejemplo, la documentación en soporte informático o papel que confirme la condición del consumidor final y su categoría CRF como consumidores para calefacción de edificios, para fines agrícolas o industriales, etcétera, o los contratos entre el consumidor y el proveedor, en su caso, y de otros contratos a lo largo de la cadena de suministro para comunicar la información en fases anteriores. Los medios informáticos pueden ser los sistemas propios de la entidad regulada o sistemas obligatorios como el EMCS³³ o tarjetas de combustible u otras fuentes de información sobre los consumidores finales en el marco de los procedimientos vigentes en materia de impuestos especiales y fiscalidad de la energía. Aunque a menudo se trata de medidas dirigidas a los consumidores del combustible, potencialmente podrían adaptarse para garantizar que las entidades reguladas (proveedores de combustible) reciban información sobre el uso

³³ El 1 de abril de 2010 entró en funcionamiento el «sistema EMCS» (Excise Movement and Control System) sistema automatizado que permite el control y monitorización de los movimientos de productos objeto de los impuestos especiales de fabricación que circulan en régimen suspensivo entre los diferentes Estados miembros de la Unión Europea. Se trata de un sistema electrónico que permite la transmisión del «documento administrativo electrónico» (e-DA) previsto en el Reglamento (CE) 684/2009, y definido en el artículo 1.4 de la LIIIE, que además de amparar la circulación intracomunitaria en régimen suspensivo, se utiliza también para amparar la circulación de productos tanto en régimen suspensivo como con aplicación de una exención o tipo reducido, con origen y destino en el ámbito territorial interno. Es decir, el e-DA es el documento que ampara la circulación y que por los mensajes electrónicos intercambiados mediante el sistema informatizado EMCS, se comunica a las Autoridades tributarias su contenido —fecha de expedición, producto, nombre del expedidor y destinatario, régimen fiscal, cantidad, lugar de entrega, medio de transporte, duración del transporte, número de ARC, etcétera—, permitiendo a los Estados ejercer un seguimiento en tiempo real de los movimientos y realizar, cuando proceda, los controles necesarios, además de mejorar el funcionamiento del mercado simplificando la circulación en el interior de la Unión.

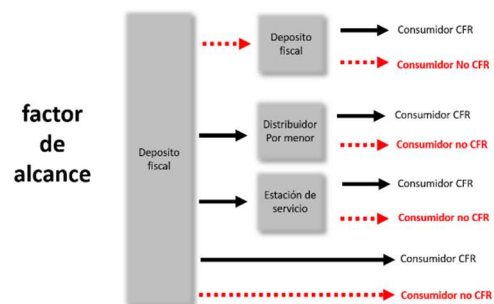
de los combustibles que venden, si bien en la práctica, los usuarios finales cubiertos por el ámbito de aplicación no tienen ningún incentivo para demostrar su categoría de CRF, ya que el precio del combustible no varía.

- (d) Métodos indirectos (Nivel 2): la categoría CRF de los consumidores finales no se determinaría directamente, sino a través de otra información correlacionada con el tipo de sector; como por ejemplo, los niveles de presión del gas natural suministrado, las capacidades o patrones de consumo estacionales o diarios/nocturnos que permitan atribuir el consumo a determinados tipos de consumidores finales, como los hogares o centros industriales, o el uso de bases de datos públicas como por ejemplo, urbanizaciones o planes de zonificación (para distinguir las zonas industriales del resto).
- (e) Método basado en el Valor por defecto (Nivel 1): cuando no se pueda aplicar ninguno de los métodos anteriores, el MRR permite el uso de factores de alcance sectorial por defecto dando una preferencia al factor en «1», es decir, la plena cobertura del RCDE2 de los consumidores finales y la correspondiente repercusión de los costes del carbono.

No obstante, el MRR permite y utilizar valores por defecto inferiores a 1. Para el periodo 2024 a 2026 permite un factor de alcance sectorial por defecto inferior a 1, si la entidad regulada puede demostrar que esto conduce a una determinación más precisa de las emisiones. Por lo general, estos detalles no se enumerarán, pero esta información debería poder rastrearse en los procedimientos internos que forman parte del plan de seguimiento de la entidad regulada con arreglo al MRR, lo que permitiría a los verificadores acceder a esta información.

- (a) Periodo 2024 a 2026: para este periodo, el MRR permite el uso de un factor de alcance sectorial por defecto inferior a 1, si la entidad regulada puede demostrar que esto conduce a una determinación más precisa de las emisiones (véase el ejemplo a continuación);
- (b) Periodo años 2027 y siguientes, sólo se permiten factores de alcance sectorial por defecto inferiores a 1 si la entidad regulada puede demostrar que es una determinación más precisa de las emisiones y se aplica al menos una de las siguientes condiciones: (1) Que el flujo de combustible es un flujo de combustible *de minimis*; (2) Que el factor de alcance por defecto es 0,05 o inferior; (3) Que el factor de alcance es 0,95 o superior (cuando están cubiertos mayoritariamente por el RCDE2).

La ilustración muestra la identificación de la entidad regulada y del despacho a consumo de los combustibles líquidos suministrados desde un depósito fiscal a un distribuidor titular de un depósito fiscal, a un distribuidor que no es depósito fiscal, a una estación de servicio y el realizado directamente a un consumidor. En los «datos de la actividad» del depósito fiscal inicial no incluirá el combustible destinado a otro depósito fiscal, pues, pues el producto permanece en régimen suspensivo del impuesto especial sin producirse el devengo, siendo el segundo depósito fiscal la entidad regulada sujeta al RCDE 2. Si



el despacho a consumo resultado del suministro con destino a un distribuidor del artículo 43 de la Ley 34/98 del Sector de Hidrocarburos que no es titular de depósito fiscal o una estación de servicio, se incluirá como dato de la actividad, y deberá confirmarse el consumo CFR que finalmente tenga el combustible despachado.

2.3.2. Los consumidores finales sujetos al RCDE1

El artículo 30 *septies*, apartado 5, de la Directiva 2003/87/CE dispone que se debe limitar el riesgo de doble cómputo de las emisiones sujetas al ETS 1 y El ETS2. Por esta razón, el artículo 75 *terdecies* del MMR contempla que cuando las cantidades de combustible despachadas de un flujo de combustible se utilicen exclusivamente a efectos de combustión en los sectores contemplados en el anexo III de la Directiva 2003/87/CE, el factor de alcance sectorial se fijará en 1. Por el contrario, cuando se utilicen en los sectores contemplados en los capítulos II y III de la Directiva 2003/87/CE, a excepción de las instalaciones excluidas conforme al artículo 27 bis de dicha Directiva, el factor de alcance sectorial se fijará en cero, a condición de que la entidad regulada demuestre que se ha evitado la doble contabilización.

La limitación del doble cómputo, obliga a examinar las actividades sujetas al RCDE 1. Están sujetas al RCDE 1, conforme al artículo 3.e) de la Directiva 2003/87/CE, las «instalaciones» definidas como las unidades técnicas fijas donde se lleven a cabo una o varias actividades de las enumeradas en el anexo I de la citada Directiva, así como cualesquiera otras actividades directamente relacionadas. El Anexo I incluye un conjunto de actividades del sector de la energía, minería, siderurgia, vidrio, cerámica, almacenamiento, refinerías, papeleras, etcétera, y que tienen en común que utilizan unidades de combustión que superan un cierto «valor umbral», en general determinado por su capacidad de producción o rendimiento. Por ejemplo, está sujeta al RCDE 1 la combustión en instalaciones con una «potencia térmica nominal» total superior a 20 MW (excepto las instalaciones de incineración de residuos peligrosos o urbanos). La «Potencia térmica nominal» es el calor máximo referido al poder calorífico inferior del combustible, que podría liberar el quemador del equipo de combustión funcionando con el gasto indicado de acuerdo con las especificaciones del fabricante, constructor o montador. La Directiva 87/2003/CE incorpora los criterios para el cómputo de la potencia térmica nominal de una instalación para decidir sobre su inclusión en el RCDE, pueden incluir todo tipo de calderas, quemadores, turbinas, calentadores, hornos, estufas, cocedores, incineradores, pilas de combustible, calcinadores, secadoras, motores, unidades de combustión con transportadores de oxígeno (*chemical looping*), antorchas y unidades de postcombustión térmicas o catalíticas.

En definitiva, cuando los consumidores finales estén sujetos al RCDE1 (instalaciones, aeronaves, buques) cabe la posibilidad de una doble carga del coste del carbono, dado que soportan tanto los costes del RCDE1 como los del RCDE2, por lo que para evitar tal duplicidad será necesario acreditar que el consumidor al que se suministra está sujeta al RCDE1. Para evitar las dobles contabilizaciones, se pueden utilizar los siguientes elementos justificativos:

1. El informe anual de emisiones como titular del RCDE1 (nivel 3). Se podrá exigir a los titulares que pongan la información a disposición de la entidad regulada antes del 31 de marzo del año de notificación.
2. El artículo 75 *terdecies* del MRR obliga a los titulares del RCDE1 a notificar, junto con su informe anual de emisiones, información sobre sus proveedores de combustible

(sean o no entidades reguladas por el RCDE2) y las cantidades anuales de combustibles adquiridos de cada entidad y consumidos en las actividades reguladas por el RCDE1.

3. El titular del RCDE1 en su plan de seguimiento atribuirá las cantidades de combustible a cada entidad regulada a la que se haya adquirido combustible, en el que se incluirán parámetros como «combustible utilizado para actividades del RCDE1 separando el «combustible almacenado» del «combustible exportado o utilizado para fines ajenos al RCDE1, por ejemplo, vehículos.

3. Los métodos para determinar el volumen de combustible despachado a consumo con arreglo a la norma tributaria

Habida cuenta de que el RCDE2 se basa en el marco jurídico existente para los impuestos especiales con arreglo a la Directiva 2003/96/CE y a la Directiva (UE) 2020/262, el régimen de comercio de derechos de emisión para los sectores de los edificios, el transporte por carretera y otros sectores debe garantizar sinergias con la infraestructura tributaria y prever simplificaciones en la medida en que a efectos fiscales se acepten los datos o métodos pertinentes. Concretamente, cuando la transposición de las normas a la legislación nacional dé lugar a que las mismas entidades y los mismos productos energéticos queden sujetos tanto a tributación energética como al nuevo régimen de comercio de derechos de emisión, debe permitirse que se apliquen los métodos para determinar la cantidad de productos energéticos despachados a consumo con arreglo a las normas tributarias sin considerar los requisitos de nivel. Los sistemas nacionales de tributación energética y su aplicación varían en una medida considerable de un Estado miembro a otro, por lo cual cada autoridad competente debe remitir a la Comisión un informe sobre la aplicación práctica de los métodos fiscales y los niveles de incertidumbre que puedan afectar a la exactitud del seguimiento de las emisiones.

4. Procedimientos simplificados

En el caso de las entidades reguladas de bajas emisiones (▣ apartado 7) esta evaluación se simplifica aún más. Una entidad de este tipo puede determinar la cantidad de combustible despachado utilizando los registros de compra, disponibles y documentados, y los cambios estimados de existencias, sin necesidad de realizar ninguna otra evaluación del cumplimiento de los niveles. Estas entidades reguladas suelen encontrarse en el mercado del carbón y en las partes a pequeña escala del mercado de combustibles líquidos.

5. Las pérdidas en la norma tributaria y en el RCDE2

La Directiva tributaria contempla que la destrucción total o pérdida irremediable de productos sujetos a impuestos especiales en régimen suspensivo por causa inherente a la propia naturaleza de la mercancía, a circunstancias imprevisibles o fuerza mayor, o bien como consecuencia de la autorización de las autoridades competentes del Estado miembro, no se considerará despacho a consumo. A estos efectos, los productos se considerarán totalmente destruidos o perdidos de forma irremediable cuando ya no puedan utilizarse como productos sujetos a impuestos especiales.

El MRR establece disposiciones especiales para el régimen ETD/DE como al permitir a las entidades reguladas asumir que cumplen el nivel más alto sin evaluación de la incertidum-

bre de medición. No obstante, las «irregularidades» que se produzcan por pérdidas parciales) y por correcciones por circulación en régimen suspensivo entre Estados miembros de la ED no deben tenerse en cuenta y pueden considerarse fuera del ámbito de aplicación del RCDE2, dado que no puede demostrarse que los combustibles que forman parte de las «irregularidades» se utilicen para la combustión en ninguno de esos sectores, las cantidades de combustible correspondientes no entran en el ámbito de aplicación del RCDE2.

Capítulo 4

El cálculo de las emisiones El factor de emisión

1. El cálculo de las emisiones y los factores de cálculo

La obligación de entregar derechos de emisión equivalentes a las emisiones totales en el año natural, verificadas de conformidad con el artículo 15 y dentro del plazo establecido en el artículo 30 *sexies*, apartado 2, comporta el seguimiento y el cálculo de las emisiones por la entidad regulada. La metodología basada en el «cálculo», consiste en determinar las emisiones procedentes de los flujos fuente sobre la base de los datos de la actividad obtenidos mediante sistemas de medición y «factores de cálculo» a partir de análisis de laboratorio o valores normalizados. El método, para cada flujo de combustible, consiste en multiplicar los datos del combustible despachado a consumo por un factor de conversión de la unidad de medida que corresponda, por un factor de alcance sectorial y finalmente por el factor de emisión, utilizando las siguiente expresión:

$$CO2eq \text{ emisiones} = \text{Combustible despachado a consumo} \times \text{factor de emisión}$$

El artículo 3 del MRR, entiende por «factor de emisión» a la tasa media de emisión de un gas de efecto invernadero en relación con los datos de actividad de una corriente fuente o una corriente de combustible suponiendo una oxidación completa para la combustión y una conversión completa para todas las demás reacciones químicas;

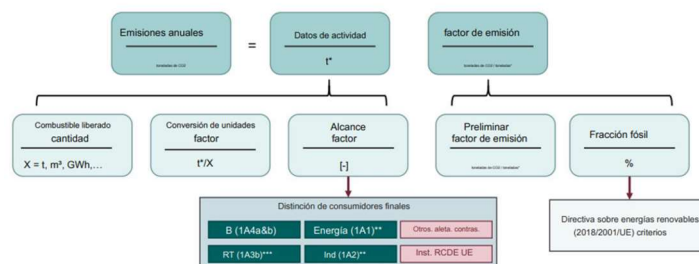


Ilustración 3: Cálculo de las emisiones de la entidad regulada (fuente UE)

La ilustración superior muestra el procedimiento para calcular las emisiones, que será a partir de los datos de la actividad y del factor de emisión del combustible. El volumen de la actividad deberá ajustarse a los requisitos del régimen, es decir, deberá distinguirse las cantidades despachadas de acuerdo con la normativa de los impuestos especiales, y convertirlas, en su caso, a unidades válidas para el régimen de emisiones, y por último determinar la cantidad de combustible efectivamente destinada al consumo CFR. La cantidad obtenida se multiplicará por el factor de emisión del combustible de que se trate, teniendo en cuenta que:

- (a) La «cantidad de combustible liberada a consumo» se corresponde a la cantidad total de combustible para cada flujo de combustible despachado a consumo según lo previsto en la normativa de los impuestos especiales, expresada generalmente en t, Nm³, litros o en contenido energético TJ o GWh.
- (b) El «factor de alcance sectorial» es el factor adimensional comprendido entre 0 (todo el combustible despachado consumido fuera de los sectores contemplados en el anexo III de la Directiva) y 1 (todo el combustible despachado para los sectores de consumo contemplados en el anexo III de la Directiva).
- (c) El factor de conversión de unidades convierte la cantidad de combustible en unidades compatibles con el factor de emisión.

Para determinar el volumen de emisiones de un «flujo fuente» o de una «fuente de emisión», es necesario aplicar los «factores de cálculo» que son los parámetros que se utilizan para cuantificar y ponderar las emisiones. Son factores de cálculo: (a) el valor calorífico neto (VCN), (b) el factor de emisión, (c) el factor preliminar de emisión, (d) el factor de oxidación, (e) el factor de conversión, (f) contenido de carbono o fracción de biomasa. Estos factores de cálculo podrán ser valores por defecto, o bien, determinarse mediante análisis.

- (a) «valor calorífico neto (VCN)»: es la cantidad específica de energía liberada en forma de calor durante la combustión completa de un combustible o material con el oxígeno en condiciones normales, una vez deducido el calor correspondiente a la vaporización del agua que se haya podido producir;
- (b) «factor de emisión»: es la «tasa media de emisión» de un gas de efecto invernadero relativa a los datos de la actividad de un flujo fuente, en la hipótesis de una oxidación completa en la combustión y de una conversión completa en todas las demás reacciones químicas;
- (c) «factor de oxidación»: la oxidación es una reacción química exotérmica (desprende energía, la sustancia que se oxida es el combustible que combinado con oxígeno produce dos gases: dióxido de carbono y vapor de agua. El factor de oxidación es la proporción entre el carbono oxidado en forma de CO₂ como consecuencia de la combustión y el contenido total de carbono del combustible, expresada como fracción, y considerando el monóxido de carbono (CO) emitido a la atmósfera como la cantidad molar equivalente de CO₂; cuando el valor es 1 refleja una oxidación completa. Se usan los valores inferiores únicamente para justificar el carbono que queda retenido en forma indefinida en la ceniza o en el hollín. Tan solo se utilizará si el «factor de emisión» no tiene en cuenta el hecho de que parte del carbono no está oxidado, Si se han calculado factores de emisión específicos de una actividad considerando ya la oxidación, no hará falta aplicar un factor de oxidación. Se utilizarán los factores de oxidación por defecto definidos de conformidad con la Directiva 2010/75/UE, a menos que se pueda demostrar que son más exactos unos factores específicos.
- (d) «factor preliminar de emisión»: factor de emisión total estimado de un combustible o material, determinado a partir del contenido de carbono de su fracción de biomasa y su fracción fósil, antes de su multiplicación por la fracción fósil para producir el factor de emisión.

- (d) «fracción fósil»: proporción entre el contenido de carbono fósil y el contenido de carbono total de un combustible o material, expresada como fracción.) Este factor suele expresarse como CO₂/t, t CO₂/litro o t CO₂/TJ y convierte las cantidades o el contenido energético de los combustibles despachados a consumo en emisiones antes de tener en cuenta la fracción de biomasa.
- (e) «fracción de biomasa»: una fracción adimensional que tiene en cuenta la fracción fósil del carbono de los combustibles y que comprende los dos aspectos siguientes:
 - (a) La fracción de carbono de origen biogénico y (b) La conformidad del componente de biomasa con los criterios de sostenibilidad y ahorro de GEI de la RED II³⁴.

Los factores de emisión (FE) proporcionan una estimación del impacto medioambiental de los diferentes combustibles. Para ello, se utilizan los valores por defecto que figuran en las Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales, o actualizaciones ulteriores de dichas Directrices, a menos que los factores de emisión específicos de un combustible, identificados por laboratorios independientes acreditados mediante métodos analíticos reconocidos, sean más exactos.

Cuando el combustible empleado en la instalación es un biolíquido obtenido a partir de la biomasa, o mezclado con otros combustible de origen fósil, deberá hacerse los correspondientes ajustes, pues el «factor de emisión» de la biomasa es cero, lo que no exigirá la entrega derechos de emisión, si bien siempre será preciso aportar elementos de prueba respecto a la «sostenibilidad» que justifiquen ese factor cero.

2. Factor de emisión preliminar, la fracción fósil y de la biomasa

El «factor de emisión» de la biomasa que cumpla los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de efecto invernadero para el uso de biomasa, establecidos en la Directiva (UE) 2018/2001, es cero. El «factor de emisión preliminar» solo es relevante para los combustibles que contienen biomasa. El artículo 3.36 define el «factor de emisión preliminar» como el «factor de emisión total estimado de un combustible o material, determinado a partir del contenido de carbono de su fracción de biomasa y su fracción fósil, antes de su multiplicación por la fracción fósil para producir el factor de emisión», es decir, las emisiones del combustible calculadas con independencia del contenido de origen biogénico.

Que el factor de emisión de la biomasa sea cero, no significa que no deba notificarse e incluirse en el plan de seguimiento de la entidad regulada. La notificación del factor de emisión preliminar es obligatoria para todos los flujos de combustible, incluidos los flujos de combustible cien por cien biomasa. Se expresa como CO₂/t, t CO₂/litro o t CO₂/TJ y convierte las cantidades o el contenido energético de los combustibles despachados a consumo en emisiones, antes de tener en cuenta la fracción de biomasa.

Por su parte, la «fracción fósil» es la proporción entre el contenido de carbono fósil y el contenido de carbono total de un combustible o material, expresada como fracción; y la «fracción de biomasa», la proporción entre el carbono procedente de la biomasa y el contenido total de carbono de un combustible o material, expresada como fracción.

³⁴ DIRECTIVA RED II. DIRECTIVA (UE) 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 11 de diciembre de 2018 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

La fracción de biomasa de gas natural con contenido de biogás, suministrado por redes de gas natural declaradas como redes que contienen biogás, debe calcularse mediante un enfoque de seguimiento basado en los registros de compra. Para evitar la posible doble contabilización de la fracción de biomasa, es necesario aplicar normas específicas si la instalación utiliza la metodología basada en la medición. En ese caso, debe determinarse la cantidad de biogás «entregada físicamente», además de la cantidad de biogás «basada en los registros de compra», y solo esa cantidad debe utilizarse para la notificación de las emisiones de la instalación. Además de los registros de compra, para aplicar la calificación de cero al biogás en el sistema es necesario proporcionar una prueba de sostenibilidad de conformidad con el artículo 30 de la Directiva (UE) 2018/2001 y los actos de ejecución pertinentes.

2.1. Los criterios RED II

Para que las emisiones de la biomasa computen como un factor de emisión igual cero, se tienen que cumplir los criterios RED II. En caso contrario, el artículo 38.5 del MRR aclara que si no se cumplen esos criterios, el material debe tratarse como un combustible fósil, es decir, el factor de emisión preliminar debe considerarse el factor de emisión final.

En primer lugar, el combustible de que se trate debe identificarse con la definición de biomasa de acuerdo con el artículo 3 del MRR. Se considera biomasa, según el artículo 3 del MRR, a la fracción biodegradable de los productos, desechos y residuos de origen biológico procedentes de la agricultura, incluidas las sustancias vegetales y animales, de la silvicultura y de las industrias afines, incluidas la pesca y la acuicultura, así como la fracción biodegradable de residuos, incluidos los industriales y municipales de origen biológico.

Capítulo 5

La autorización para emitir El plan de seguimiento

Para que el comercio de derechos de emisión en los sectores de los edificios, y del transporte por carretera y otros sectores sea eficaz debe realizarse el seguimiento y verificación de las emisiones sobre la base de la cantidad de combustible despachado a consumo considerando un factor de emisión. Por esta razón, las entidades reguladas deben poder identificar y diferenciar de manera fiable y precisa los sectores en los que se despachan a consumo los combustibles, así como los usuarios finales, a fin de evitar efectos no deseados, como la doble carga. Tanto es así que cuando no se pueda evitar el doble cómputo entre emisiones en el RCDE1 y el nuevo régimen de comercio RCDE2, o cuando surjan costes derivados de la entrega de derechos de emisión de actividades a las que no se aplica la Directiva 2003/87/CE, se compensará el inevitable doble cómputo u otros costes de este tipo fuera de los sectores de los edificios, el transporte por carretera y otros sectores.

El seguimiento, la notificación y la verificación (MRV) de las emisiones desempeñan un papel clave en la credibilidad de cualquier sistema de comercio de emisiones. Sin MRV, el cumplimiento carecería de transparencia y sería mucho más difícil de rastrear y su aplicación se vería comprometida. Por esta razón, las entidades reguladas tienen que realizar el seguimiento de las emisiones de gases de efecto invernadero sobre la base de un «plan de seguimiento» de emisiones aprobado por la autoridad competente. Efectivamente, tanto los participantes en el mercado de carbono como las autoridades quieren tener garantías de que una tonelada equivalente de CO₂ emitida encuentra su equivalente en una tonelada reportada, un propósito que se consigue con un vigilado «ciclo de cumplimiento» del plan de seguimiento presentado. En definitiva, un sistema completo, coherente, preciso y transparente de seguimiento, presentación de informes y verificación será lo que genere confianza en el comercio de derechos de emisión. Por lo tanto, es responsabilidad de las autoridades competentes junto con los organismos de acreditación proteger la integridad del ETS2 supervisando el funcionamiento eficaz del sistema.

El artículo 30.f de la Directiva RCDE UE declara que los artículos 14 y 15, así como los Anexos IV y V, son igualmente aplicables al RCDE2. Igualmente, el artículo 14 ha adoptado el Plan de seguimiento y presentación de informes, por lo tanto, es de aplicación el Reglamento (MRR)³⁵ y también se ha adoptado un Reglamento para la verificación y acreditación de los verificadores (el Reglamento de Acreditación y Verificación (AVR), para el cual la Comisión

³⁵ La última revisión por REGLAMENTO DE EJECUCIÓN (UE) 2023/2122 DE LA COMISIÓN de 12 de octubre de 2023 por el que se modifica el Reglamento de Ejecución (UE) 2018/2066 en lo que respecta a la actualización del 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. Considerando (1): A raíz de la modificación de la Directiva 2003/87/CE mediante las Directivas (UE) 2023/958 y (UE) 2023/959 del Parlamento Europeo y del Consejo, es necesario revisar el Reglamento de Ejecución (UE) 2018/2066 de la Comisión para incorporar las disposiciones aplicables a las instalaciones de incineración de residuos municipales y para establecer reglas específicas sobre la biomasa y el biogás, así como sobre el seguimiento de las emisiones de proceso procedentes de los materiales carbonatados y no carbonatados. Procede revisar las disposiciones relativas a la aviación. Asimismo, la modificación introduce un régimen de comercio de derechos de emisión separado, pero paralelo, aplicable a los combustibles utilizados para la combustión en los sectores de los edificios, el transporte por carretera y otros sectores que se corresponden con las actividades industriales no comprendidas en el anexo I de la Directiva 2003/87/CE («sectores de los edificios, el transporte por carretera y otros sectores»). Conviene añadir nuevas disposiciones y anexos sobre el seguimiento y la notificación de las emisiones en esos sectores. Por tanto, han de adaptarse

ha desarrollado una serie separada de documentos de orientación.

1. La autorización para emitir

Una «entidad regulada» es toda persona física o jurídica, con excepción de cualquier consumidor final de los combustibles, que ejerza la actividad contemplada en el anexo III (puesta a consumo de los combustibles). Sin embargo, ejercer tal actividad por la persona física o jurídica no conlleva la condición de entidad regulada, deberá estar autorizada a emitir, es decir, deberá solicitar una autorización para emitir. El artículo 30 *ter* de la Directiva 2003/87/EU dispone que los Estados miembros velarán por que, a partir del 1 de enero de 2025, ninguna entidad regulada lleve a cabo la actividad a que se refiere el anexo III a menos que dicha entidad regulada esté en posesión de un permiso expedido por la autoridad competente.

La solicitud del permiso de emisión incluirá, como mínimo, una descripción de lo siguiente: a) la entidad regulada; b) el tipo de combustibles que despacha a consumo y que se utilizan para la combustión en los sectores a los que se refiere el anexo III, y los medios a través de los cuales despachan dichos combustibles a consumo; c) el uso o usos finales de los combustibles despachados a consumo para la actividad contemplada en el anexo III; d) las medidas previstas para el seguimiento y la notificación de las emisiones, de conformidad con los actos de ejecución a que se refieren los artículos 14 y 30 *septies*; e) Un resumen no técnico de las informaciones a las que se refieren las letras a) a d) del presente apartado.

Únicamente si la autoridad competente considera que la entidad es capaz de realizar un seguimiento y notificar las emisiones correspondientes a las cantidades de combustible despachadas a consumo de conformidad con el anexo III, expedirá un permiso de emisión concediendo la autorización a la entidad regulada para la actividad a que se refiere el anexo III. En el permiso se consignará: a) el nombre y la dirección de la entidad regulada; b) una descripción de los medios por los que la entidad regulada despacha a consumo los combustibles en los sectores incluidos en el presente capítulo; c) una lista de los combustibles que la entidad regulada despacha a consumo en los sectores incluidos en el presente capítulo; d) un plan de seguimiento que cumpla los requisitos establecidos en los actos de ejecución mencionados en el artículo 14; e) exigencias de información establecidas en los actos de ejecución mencionados en el artículo 14; f) la obligación de entregar los derechos de emisión expedidos en virtud del presente capítulo, equivalentes a las emisiones totales en dicho año natural, verificadas de conformidad con el artículo 15 y dentro del plazo establecido en el artículo 30 *sexies*, apartado 2.

1.1. La presentación del «plan de seguimiento» de emisiones

Los reglamentos (UE) de seguimiento y notificación, acreditación y verificación que ya existían para las instalaciones y los operadores aéreos han sido modificados para incluir el nuevo régimen de comercio para edificios, transporte por carretera y otros sectores. Así, el Reglamento de Ejecución (UE) 2018/2066, sobre el seguimiento y la notificación de las emisiones de gases de efecto invernadero en aplicación de la Directiva 2003/87/CE, ha sido modificado por el Reglamento de Ejecución (UE) 2023/2122 de la Comisión, de 17 de octubre de 2023, para las cuestiones relativas al RCDE2.

De acuerdo con la normativa citada, el seguimiento y la notificación de las emisiones son responsabilidad de las entidades reguladas, y también la responsabilidad de contratar al verificador. Ahora bien, es una condición previa que la entidad regulada elabore un «plan de

seguimiento» de las emisiones que deberá ser aprobado por la autoridad competente. Las autoridades confirman los planes de seguimiento, reciben y revisan los informes de emisión, y se encargan de las inspecciones introduciendo correcciones a las emisiones verificadas cuando se detecten errores. En definitiva, cuantificar el volumen de emisiones y por ende fijar la cantidad de derechos a entregar, pasa por elaborar inicialmente un «modelo» que recoja el conjunto de acciones a través de las cuales la entidad regulada logre cuantificar las emisiones de sus flujos de combustible empleados en los sectores sujetos.

1.1.1. Contenido del plan de seguimiento

El «plan de seguimiento» debe incluir los métodos y reglas a seguir para alcanzar los mejores parámetros, debiendo contener, dependiendo de la actividad específica de cada entidad regulada, los siguientes elementos:

1. Procedimientos de recogida de datos, monitoreo, medición, facturas, etcétera.
2. Muestreo de materiales y combustibles
3. Análisis de laboratorio de materiales y combustibles
4. Mantenimiento y calibración de los instrumentos de medida
5. Descripción de los cálculos, fórmulas y software utilizados
6. Los métodos para identificar las categorías de CRF de los consumidores finales
7. Las actividades de control para garantizar la validación y calidad de los datos tratados y notificación
8. Métodos de conservación de datos, protección contra su manipulación y destrucción
9. Identificación de posibilidades de mejora

1.1.2. Flujo de datos y sistema de control

El seguimiento de los datos va mucho más que leer los instrumentos de medida o efectuar análisis de laboratorio, los datos deben recogerse, procesarse y archivarlos de manera controlada. El artículo 58 del MRR señala que la entidad regulada debe incluir en su plan de seguimiento las instrucciones sobre «quién recoge los datos y dónde, y qué hace con ellos» elaborando procedimientos escritos para su seguimiento. La descripción de los procedimientos escritos relativos a las actividades de flujo de datos incluidos en el plan de seguimiento, como mínimo, incluirá lo siguiente:

- a) Los elementos de información enumerados en el artículo 12, apartado 2 del MRR. Se refiere a los siguientes: (1) denominación del procedimiento; (2) referencia identificativa del procedimiento que sea trazable y verificable; c) la identificación de la función o departamento responsable de la aplicación del procedimiento; d) una breve descripción del procedimiento que permita conocer los principales parámetros y operaciones realizadas;
- b) La identificación de las fuentes de datos primarios
- c) Las distintas fases del flujo de datos, desde los datos primarios hasta las emisiones anuales, que reflejarán la secuencia e interacciones entre las actividades de flujo de datos, con inclusión de las fórmulas pertinentes y las fases de agregación de datos aplicadas;

- d) Las fases pertinentes del procesamiento relacionado con cada actividad específica de flujo de datos, incluyendo las fórmulas y datos utilizados para determinar las emisiones;
- e) Los sistemas electrónicos pertinentes para el tratamiento y almacenamiento de los datos utilizados, así como las interacciones entre esos sistemas y otros datos de entrada, incluidos los introducidos manualmente;
- f) La forma de registrar de los datos de salida producidos por las actividades de flujo de datos.

La entidad regulada elaborará, documentará, aplicará y mantendrá un sistema eficaz de control para garantizar que los informes anuales de emisiones resultantes de las actividades de flujo de datos no contienen inexactitudes y son conformes con el plan de seguimiento. Un diagrama de flujo es una herramienta para analizar y/o definir procedimientos del flujo de datos. Son gráficos que muestran los distintos pasos de un proceso, visualizando secuencialmente los pasos o los datos que deben tenerse en cuenta. La ilustración muestra el flujo de la información de datos en la recepción del combustible líquido por una entidad regulada titular de un «depósito fiscal» bajo el sistema de la Directiva (UE) 2020/262 y del artículo 21, apartado 5, de la Directiva 2003/96/CE. El procedimiento es el recogido la Ley 38/92 de los impuestos especiales y el RD1165/95 que desarrolla dicha Ley. El combustible recibido en el establecimiento del que es titular la entidad regulada está amparado por el documento electrónico de acompañamiento e-DA (EMCS)

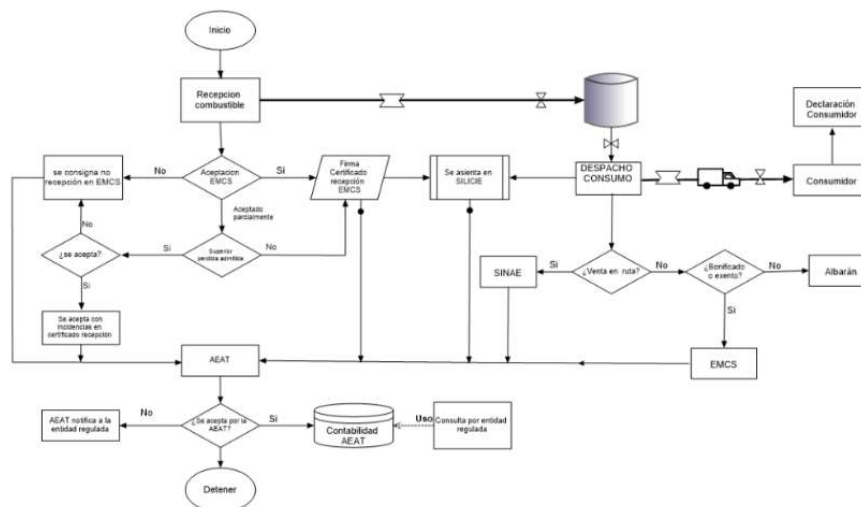


Ilustración 4: Ejemplo de Diagrama de flujo del gasóleo bajo la Directiva (UE) 2020/262 y Directiva 2003/96/CE

1.1.3. Plazo de presentación

El MRR requiere que las entidades reguladas presenten sus planes de seguimiento para su aprobación, a más tardar cuatro meses antes de que comience el seguimiento (es decir, a finales de agosto de 2024) El periodo de seguimiento utilizando el «plan de seguimiento» aprobado basado en los requisitos del MRR, se inicia el 1 de enero de 2025.



1.1.4. Modificaciones del plan de seguimiento

Los Estados miembros podrán permitir que las entidades reguladas actualicen los planes de seguimiento sin modificación del permiso. Las entidades reguladas someterán todo plan de seguimiento actualizado a la autoridad competente para su aprobación.

La entidad regulada notificará a la autoridad competente cualquier cambio previsto en el carácter de su actividad o en los combustibles que despache a consumo, que pueda hacer necesaria la actualización del permiso de emisión de gases de efecto invernadero. Cuando proceda, la autoridad competente actualizará el permiso de conformidad con los actos de ejecución mencionados en el artículo 14. En los casos en que cambie la identidad de la entidad regulada incluida en este capítulo, la autoridad competente actualizará el permiso introduciendo el nombre y la dirección de la nueva entidad regulada.

2. La notificación de las emisiones

Las entidades reguladas tendrán que informar las emisiones de los combustibles quemados en los sectores enumerados junto con su categoría CRF en el Anexo III de la Directiva. Todas las entidades reguladas incluirán la siguiente información en su informe: A. Datos de identificación de la entidad regulada, entre ellos: — el nombre de la entidad regulada, — su dirección, con código postal y país, — el tipo de combustibles que despacha a consumo y las actividades mediante las cuales despacha a consumo los combustibles, incluida la tecnología utilizada, — la dirección, número de teléfono, fax y correo electrónico de una persona de contacto, y — el nombre del propietario de la entidad regulada y de cualquier sociedad matriz. B. Para cada tipo de combustible despachado a consumo y que se utiliza para la combustión en los sectores a que se refiere el anexo III cuyas emisiones se calculan: — la cantidad de combustible despachado a consumo, — los factores de emisión, — las emisiones totales, — el uso o usos finales del combustible despachado a consumo, y — la incertidumbre. Los Estados miembros adoptarán medidas para coordinar los requisitos de notificación con cualquier requisito vigente de notificación, con el fin de reducir la carga que la notificación supone para las empresas.

2.1. Notificación de las emisiones de 2024

Con anterioridad al 30 de abril de 2025, las entidades reguladas deberán presentar un informe de las emisiones históricas del 2024. El informe no necesita ser verificado, sin embargo, debe recoger los datos con la mayor exactitud posible. Es decir, para las emisiones históricas el seguimiento durante 2024 no se basará en el Plan de seguimiento aprobado por las autoridades (PS), pero se recomienda realizarlo de acuerdo con los métodos que probablemente sean aprobados para las emisiones a partir de 2025.

Respecto a las entidades que son titulares de depósitos fiscales de combustibles líquidos la estimación para el 2024 basadas en las cantidades despachadas consumo, resultan fácilmente identificables. La información se encuentra amparada en la documentación, contabilidad y declaraciones tributarias obligatorias del impuesto especial sobre hidrocarburos. Y lo mismo sucederá, si bien con ciertas diferencias, cuando el combustible sea gas natural.

3. El ciclo de cumplimiento

El procedimiento anual de seguimiento, notificación y verificación (MRV) junto con todos los procesos asociados, se conoce como «ciclo de cumplimiento del ETS». Las autoridades son responsables de lograr los objetivos de emisiones y proteger la integridad del RCDE2, supervisando el funcionamiento el seguimiento, notificación y verificación (MRV) del sistema. En definitiva, la administración debe garantizar a los participantes del mercado que una tonelada equivalente de CO₂ tiene su equivalente en una «tonelada notificada» y ello solo es posible con un adecuado seguimiento de las emisiones. El artículo 30 septies de la Directiva 2003/87/CE muestra el sistema de seguimiento, notificación y verificación para el RCDE2, que no es otro que el propio «Reglamento sobre el seguimiento y la notificación (MRR) para las instalaciones fijas que, modificado en varias ocasiones, es igualmente aplicable a este régimen. Así, se someterá al MRR todo el «ciclo de cumplimiento», que comprende el proceso anual de seguimiento, notificación, verificación de las emisiones, entrega de derechos de emisión y el procedimiento aplicado por la autoridad competente para aprobar los informes de emisiones.

El «ciclo principal» consiste básicamente en lo siguiente: al final del periodo la entidad regulada debe reconocer el volumen de emisiones procedentes de la cantidad de combustible despachado a consumo y declararlas en el informe anual de emisiones. El cálculo y la medición de las emisiones debe realizarse de acuerdo con el plan de seguimiento cuyo cumplimiento ha sido verificado por un tercero independiente. Si bien, la labor de verificador, más que confirmar la cantidad de emisiones, consiste en confirmar que se ha cumplido con el plan de seguimiento aprobado, y en su caso, revelar las posibles incidencias que puedan generar dudas razonables sobre su validez en el cálculo final de las emisiones, incluso podrá efectuar visitas e inspección de medidores, documentaciones, etcétera. El informe verificado se presenta a la autoridad competente y se entregará una cantidad de derechos que justifique sus emisiones.



Ilustración 5: Ciclo de cumplimiento

Existe un segundo ciclo -distinto al principal- derivado de la obligación que tienen las entidades reguladas de mejorar continuamente la metodología de seguimiento. y que consiste en la revisión periódica del plan de seguimiento, para, en su caso, adaptarse a los consejos e indicaciones propuestos por la entidad verificadora.

Por último, significar que si bien la entrega de derechos de emisión con arreglo al nuevo régimen de comercio de derechos de emisión no empieza hasta 2028 respecto a las emisiones anuales de 2027, el seguimiento y la notificación de las emisiones es obligatorio desde el 1 de enero de 2025. Las autoridades realizarán los controles a lo largo de todo el ciclo, incluido del periodo anterior al 2027, lo que incluye inspecciones sobre el terreno de los informes ya verificados, pero también controles cruzados de las emisiones verificadas del sistema de Registro.