

Orden ETU/78/2017, de 31 de enero, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el Impuesto sobre el Valor de la Extracción de Gas, Petróleo y Condensados y con los perímetros de referencia para la determinación de los pagos a propietarios de terrenos suprayacentes a concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos.

---

Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital  
«BOE» núm. 31, de 6 de febrero de 2017  
Referencia: BOE-A-2017-1169

---

### TEXTO CONSOLIDADO

Última modificación: 30 de noviembre de 2017

#### I

La Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos, establece el Impuesto sobre el Valor de la Extracción de Gas, Petróleo y Condensados a partir del 1 de enero de 2016 y obliga a los titulares de concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos a efectuar pagos a los propietarios de los terrenos suprayacentes, todo ello con la finalidad de conseguir que parte de la «riqueza derivada del aprovechamiento de los bienes de dominio público» revierta a la sociedad.

Tanto la base imponible del Impuesto sobre el Valor de la Extracción de Gas, Petróleo y Condensados como el importe de los pagos a realizar a los propietarios de los terrenos suprayacentes se determinan tomando como base el valor de la extracción de los hidrocarburos que, a su vez, se calcula como producto del volumen de los hidrocarburos extraídos del subsuelo, una vez realizado el primer tratamiento de depuración y separación de las sustancias ajenas a los mismos, multiplicado por el precio de referencia.

Por su parte, la citada Ley 8/2015, de 21 de mayo, obliga a los titulares de concesiones de explotación de yacimientos a repartir el 1% del valor de la extracción de gas, petróleo y condensados con los propietarios de los terrenos suprayacentes a la concesión, proporcionalmente a la superficie de tales terrenos. Precisamente, el perímetro de referencia delimita el espacio dentro del cual las parcelas correspondientes tienen derecho al pago que se viene de describir.

Esta orden ministerial establece las disposiciones necesarias para permitir que, en la práctica, pueda liquidarse el Impuesto sobre el Valor de la Extracción de Gas, Petróleo y Condensados y los titulares de concesiones de explotación de yacimientos puedan abonar, a los propietarios de los terrenos suprayacentes, los pagos que les corresponden.

II

Así, esta orden ministerial se estructura en cuatro capítulos, el primero de los cuales está destinado al objeto y ámbito de aplicación de la orden y cuyas líneas generales vienen de ser expuestas.

El capítulo II, que se estructura en dos secciones, se refiere a los dispositivos de medida. La primera de dichas secciones regula las características técnicas de tales dispositivos pero también su operación práctica de modo que, a sus resultados, pueda determinarse de manera precisa el volumen de la producción sujeta al Impuesto. Si bien la Ley 32/2014, de 22 de diciembre, de Metrología, y específicamente, el Real Decreto 244/2016, de 3 de junio, por el que se desarrolla la Ley 32/2014, de 22 de diciembre, de Metrología, establecen el marco general de las actuaciones administrativas y técnicas encaminadas a la comprobación de los instrumentos de medida y sus requisitos metrológicos con diversas finalidades, tales como la recaudación de impuestos y tasas, no puede ignorarse que tales normas remiten a una posterior concreción en la legislación específica con el objetivo de adaptar los principios generales a las particulares circunstancias de la actividad de explotación de yacimientos de hidrocarburos.

La sección segunda del citado capítulo II describe el procedimiento de autorización y de puesta en marcha de los dispositivos de medición, todo ello con la finalidad de garantizar la corrección técnica de la solución implementada con respecto de los criterios de esta orden, aprovechando, en la medida de lo posible, los controles administrativos actualmente existentes.

Por su parte, el capítulo III establece los precios de referencia de los hidrocarburos basados en cotizaciones internacionales así como circunstancias específicas tales como su calidad y su densidad que, en el caso del crudo, se refleja en un coeficiente que, a efectos de determinar el precio, corregirá la cotización. Así, se determinan como precios de referencia por defecto la cotización del Brent en lo que se refiere al crudo, la referencia del Mercado Ibérico del Gas (MIBGAS) en cuanto al gas natural y finalmente la cotización de butano, propano, nafta, queroseno y gasóleo, en las proporciones correspondientes, para la valoración de los condensados.

En fin, el capítulo IV establece las disposiciones necesarias para la definición de los perímetros de referencia que serán de aplicación para la determinación de los pagos a propietarios de terrenos suprayacentes asociados a yacimientos convencionales de hidrocarburos. La definición de los perímetros de referencia vinculados a concesiones de explotación en las que resulte necesaria la aplicación de técnicas de fracturación hidráulica de alto volumen será objeto de un desarrollo específico posterior, a la vista de los resultados de los proyectos de investigación que, en su caso, puedan llevarse a cabo en el futuro.

En la parte final, se establece un periodo transitorio durante el cual los operadores podrán adaptar sus instalaciones para cumplir con lo establecido en esta orden. Asimismo, se determina el procedimiento para la determinación de los volúmenes producidos en el intervalo de tiempo comprendido entre el 1 de enero de 2016 y la fecha de la entrada en vigor de esta orden ministerial. Por fin, se dispone su aplicación a las concesiones de explotación que, a la entrada en vigor de esta orden, se encontrasen en curso de tramitación.

III

Esta orden ministerial se dicta al amparo de la Ley 8/2015, de 21 de mayo, que, en su artículo 8, obliga a los concesionarios a la instalación de dispositivos de medición de la extracción de hidrocarburos y habilita al Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital (anteriormente Ministro de Industria, Energía y Turismo) para regular mediante orden la localización, las características técnicas, operativas y logísticas que deberán cumplir tales dispositivos, así como los requisitos que debe cumplir el registro de las mediciones efectuadas por los mismos. Asimismo, en su artículo 15 y en íntima relación con éste, el artículo 19 del citado texto legal, habilitan al Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital para aprobar el precio de referencia de los hidrocarburos extraídos. Por último, el artículo 22 establece igualmente que el citado Ministro dicte las disposiciones oportunas para establecer los perímetros de referencia que serán de aplicación para la determinación de los pagos a propietarios de terrenos suprayacentes.

En cuanto al fundamento competencial de esta norma hay que remitirse a las reglas 13.<sup>a</sup>, 14.<sup>a</sup> y 25.<sup>a</sup> del artículo 149.1 de la Constitución, que reservan al Estado la competencia exclusiva sobre bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, Hacienda general y Deuda del Estado y bases del régimen minero y energético, respectivamente.

En el proceso de su tramitación, el proyecto de orden se ha sometido al trámite de información pública, según lo dispuesto en la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, así como a consulta de los entonces denominados Ministerios de Hacienda y Administraciones Públicas, Fomento y Centro Español de Metrología, organismo autónomo adscrito al Ministerio de Economía, Industria y Competitividad.

En su virtud, con la aprobación previa del Ministro de Hacienda y Función Pública y de acuerdo con el Consejo de Estado dispongo:

## CAPÍTULO I

### Disposiciones generales

#### **Artículo 1.** *Objeto.*

1. Constituye el objeto de esta orden el establecimiento de las características técnicas, operativas y logísticas que deben cumplir los dispositivos de medición de la extracción de hidrocarburos así como los requisitos que debe cumplir el registro de las mediciones efectuadas por tales dispositivos.

A los efectos de esta orden y salvo que la normativa sectorial de hidrocarburos establezca otra cosa, se estará a las definiciones establecidas en la normativa vigente en materia de metrología.

2. Es asimismo objeto de esta orden la determinación de los precios de referencia de los hidrocarburos producidos en las concesiones de explotación de yacimientos sujetas al Impuesto sobre el Valor de la Extracción de Gas, Petróleo y Condensados y, en su caso, a la obligación de realizar pago a los propietarios de terrenos suprayacentes.

3. Se desarrollan igualmente las disposiciones necesarias para la definición de los perímetros de referencia que serán de aplicación para la determinación de los pagos a propietarios de terrenos suprayacentes en concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos, siempre que no se requiera la aplicación de técnicas de fracturación hidráulica de alto volumen.

#### **Artículo 2.** *Ámbito de aplicación.*

1. Lo dispuesto en los capítulos II y III de esta orden será de aplicación a todas las concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos que en cada momento estén vigentes en el territorio español. A estos efectos, se entiende incluido en el territorio español el subsuelo del mar territorial, zona económica exclusiva, plataforma continental y de los demás fondos marinos que estén bajo la soberanía nacional.

2. Lo dispuesto en el capítulo IV será de aplicación solamente a las concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos sujetas a la obligación de realizar pagos a los propietarios de los terrenos suprayacentes, en los términos establecidos en la Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos, siempre que en las mismas no se aplique fracturación hidráulica de alto volumen, de acuerdo con la definición dada en el artículo 17.2 de la citada ley.

CAPÍTULO II

**Características técnicas, operativas y logísticas de los dispositivos de medida**

***Sección 1.ª Aspectos técnicos y operativos de los dispositivos de medida***

**Artículo 3.** *Requerimientos generales de los dispositivos de medida.*

1. Los dispositivos de medición serán adecuados para el tipo de medida a realizar y para las propiedades y el volumen de los hidrocarburos a analizar, de modo que sean capaces de medir el rango completo del caudal de hidrocarburos sin que ninguno de los elementos de dichos dispositivos deba operar fuera de sus parámetros operativos nominales.

2. Los equipos de dichos dispositivos cumplirán los requisitos establecidos en el Real Decreto 244/2016, de 3 de junio, por el que se desarrolla la Ley 32/2014, de 22 de diciembre, de Metrología, sin perjuicio de aquéllos otros que les resulten de aplicación, en particular, los referidos a seguridad y calidad industrial.

3. Todas las partes de los dispositivos de medición serán fácilmente accesibles para su verificación periódica.

4. Los dispositivos de medición deberán garantizar:

a) La determinación de todo el flujo o volumen sujeto al Impuesto sin posibilidad de desvío ni contaminación del fluido;

b) Una alta disponibilidad operativa del sistema;

c) Fidelidad e integridad de las mediciones así como de los cálculos que resulten necesarios.

**Artículo 4.** *Parámetros a medir y unidades de medida.*

1. Los dispositivos de medición deberán facilitar información precisa del volumen, de la densidad, de la presión y temperatura de línea, de la composición y del poder calorífico de los hidrocarburos producidos así como de cualquier otro parámetro para realizar el cálculo de dicho volumen o que sea significativo para determinar su valor normal de mercado.

En el caso de que la producción de gas natural en el ámbito de la concesión sea inferior a 5.000.000 m<sup>3</sup> en las condiciones a que hace referencia el apartado 3, no será necesario que los dispositivos de medición faciliten la composición y el poder calorífico del gas natural producido, si bien dicho gas será objeto de la toma de muestras y análisis a que hace referencia el artículo 9 de esta orden.

2. Los resultados de las mediciones deberán estar expresadas en unidades pertenecientes al Sistema Internacional de Unidades (SI), de conformidad con lo establecido en el Real Decreto 2032/2009, de 30 de diciembre, por el que se establecen las unidades legales de medida o norma que sustituya.

No obstante lo anterior, el volumen de petróleo crudo y condensados se expresará en barriles de 0,15899 m<sup>3</sup>.

3. Las mediciones estarán referidas a cero grados Celsius de temperatura y 100 kilopascales de presión. Cuando en aplicación del párrafo anterior resulte necesaria la aplicación de factores de conversión, se dará cuenta del procedimiento de cálculo aplicado y será objeto de validación por el auditor técnico independiente a que hace referencia el artículo 7.3.

4. Los equipos de medición deberán situarse tan cerca como sea posible del lugar efectivo de la producción y medirán, al menos, los parámetros de la producción neta una vez realizado el primer tratamiento por parte del propio operador para retirar el agua, el CO<sub>2</sub> y otras sustancias ajenas a los hidrocarburos antes de dicha medición.

Los volúmenes consumidos por el operador en el proceso extractivo con anterioridad a la medición no integrarán la base imponible del Impuesto sobre el Valor de la Extracción de Gas, Petróleo y Condensados.

5. Los dispositivos de medición utilizados deberán ser acordes con las características del proceso y permitir obtener un nivel de incertidumbre tan reducido como sea técnica y económicamente posible, entendiéndose como tal el nivel a partir del cual el tiempo, el coste

o el esfuerzo necesarios para proseguir con su reducción sean claramente desproporcionados en comparación con los beneficios de tal reducción.

El operador de la concesión deberá justificar la solución finalmente adoptada y los motivos técnicos y económicos por los que ha descartado la utilización de otros métodos comercialmente disponibles.

Mediante resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas se podrán establecer requisitos adicionales sobre los errores de medida máximos tolerables de cada método.

6. En ningún caso se permitirá la utilización de métodos indirectos basados exclusivamente en medidas de presión y temperatura en fondo o cabeza del sondeo.

7. En el caso de concesiones de explotación cuya producción de gas natural durante el año natural anterior, referida a las condiciones indicadas en este artículo, sea inferior a 5.000.000 m<sup>3</sup> y se inyecte en la red de gasoductos de transporte de gas natural, se permitirá la utilización de los equipos de medición del transportista de gas así como los procedimientos de medida acordados con el Gestor Técnico del Sistema, siempre que los resultados de las mediciones sean equivalentes a los que se obtendrían si se hubiesen aplicado los requerimientos de esta orden y así lo acredite un auditor independiente.

Por su parte, en el caso de concesiones de explotación no conectadas con la red básica de gas y cuya producción se destine exclusivamente a la producción de energía eléctrica con una generación inferior a 10 MW de potencia instalada, no será necesaria la instalación de equipos de medición específicos, pudiendo estimarse la producción sujeta al impuesto mediante métodos indirectos basados en la producción vertida a la red eléctrica o consumida, a los que se les aplicará el factor de rendimiento indirecto en el sistema de generación. Dichos métodos indirectos serán aprobados por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, previa certificación de auditor técnico independiente que garantice su veracidad.

**Artículo 5.** *Instalación de producción común a varias concesiones de explotación.*

Cuando una misma instalación se utilice para la explotación de varias concesiones de explotación y la producción de los sondeos se mezcle antes de la separación y medición, se podrá aplicar un procedimiento de prorrateo para asignar la producción a cada concesión, de acuerdo con un plan propuesto por el operador, validado por el auditor técnico independiente y aprobado por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas.

**Artículo 6.** *Mantenimiento, reparación o modificación y verificación de los dispositivos de medición.*

1. El operador aplicará un programa de mantenimiento y comprobación de la calibración a los equipos de medición para asegurar su funcionamiento conforme a lo previsto en su diseño e instalación así como a lo requerido por su fabricante.

Dicho programa de calibraciones será llevado a cabo por personal cualificado y, cuando proceda, por personal de laboratorios debidamente acreditados ante la Entidad Nacional de Acreditación, ENAC.

2. Los operadores deberán solicitar la verificación de los equipos con la periodicidad que establezca la regulación metrológica que le sea aplicable y, en todo caso, después de cada reparación, después de cada modificación o cuando se detecten anomalías o circunstancias que así lo recomienden. La solicitud de verificación que pueda corresponderle en cada caso se realizará ante el órgano competente de la comunidad autónoma donde radique el equipo, salvo aquéllos ubicados en instalaciones marinas, en cuyo caso se formulará donde esté situado el domicilio fiscal del operador.

3. Las reparaciones o modificaciones de un instrumento o equipo de medida serán realizadas únicamente por personas habilitadas para ello de acuerdo con las normas en materia de metrología.

4. Se documentarán todos los procedimientos de mantenimiento, verificación, reparación y modificación. Dicha documentación estará disponible para su consulta en el lugar de operación del dispositivo de medición.

5. El operador garantizará la adecuación de los dispositivos de medición al razonable estado de la técnica en cada momento.

6. En las concesiones de explotación a que se refiere el primer párrafo del artículo 4.7 se estará a lo dispuesto en las normas de gestión técnica del sistema gasista y en sus protocolos de detalle, conforme a las versiones vigentes en cada momento y que resulten de aplicación en la materia objeto de este artículo.

**Artículo 7.** *Organización, supervisión y validación de los dispositivos de medición.*

1. El operador describirá el sistema organizativo del personal que lleve a cabo tareas relacionadas con los dispositivos de medición, relacionando dichas tareas, sus responsabilidades y la jerarquía de decisiones.

Asimismo, garantizará que dicho personal tiene la cualificación necesaria para dichas funciones y que recibe formación para su actualización.

2. Se designará un responsable del dispositivo de medición que será responsable de supervisar que se cumplen los procedimientos relativos a la operación, mantenimiento, reparación o modificación, y verificación de dicho dispositivo.

3. El operador será responsable del cumplimiento de la normativa de aplicación durante las fases de planificación, diseño, adquisición, instalación y operación. Por su parte, las resoluciones administrativas que se dicten serán eficaces y ejecutivas de acuerdo con la legislación en materia de procedimiento administrativo.

Asimismo, designará para cada concesión un auditor técnico independiente que validará el dispositivo, las mediciones y los resultados de los muestreos, a lo largo de su ciclo de vida, sin perjuicio de aquéllas otras funciones que se le asignen en esta orden ministerial. El auditor técnico independiente podrá ser el mismo para varias concesiones de explotación de yacimientos.

El auditor técnico independiente estará sujeto al cuadro de infracciones y sanciones establecido en la Ley 32/2014, de 22 de diciembre, de Metrología.

**Artículo 8.** *Almacenamiento de datos obtenidos por los dispositivos de medición.*

1. El operador habilitará un repositorio electrónico que contendrá la información referida a las lecturas de los dispositivos de medición, los resultados de los análisis y de los muestreos y, en su caso, el reparto de la producción entre los diversos sondeos o concesiones correspondiente a los últimos cinco años inmediatamente anteriores. Asimismo, contendrá documentación referida a:

a) Detalles de los números de serie de los instrumentos, así como la fecha de instalación.

b) Detalles de los fallos de los sistemas y fechas de su rectificación.

c) Detalle de mantenimiento y calibraciones realizados.

d) Un registro significativo de eventos, alarmas, fallas, etc., ocurridas, con sus respectivas explicaciones.

e) Un registro escrito de cualquier error en la medición, en los cálculos o en las operaciones (cuando se presuma que fue debido al mal funcionamiento del dispositivo) que habrá de incluir la fecha, la hora y las lecturas tanto en el momento en el que se constató el error como cuando se corrigió.

f) Cualquier desperfecto de los medidores o reemplazo del servicio normal, incluyendo la hora, fecha y lecturas.

g) Cualquier reemplazo de las partes del sistema.

h) Certificados emitidos para los instrumentos de prueba.

Dicha información estará disponible, durante el plazo indicado, para su inspección física en la explotación.

2. La Administración podrá exigir al operador, en cualquier momento, acceso a la documentación referida en el apartado anterior para verificar que las cantidades comunicadas se corresponden con las realmente medidas. El operador deberá facilitar tal acceso o suministrar la información requerida en el plazo máximo de cinco días hábiles.

3. El acceso interno del operador con permiso de escritura y modificación a dicho repositorio así como el acceso remoto del propio operador a cualquier elemento del dispositivo de medición estará estrictamente controlado para evitar cualquier manipulación, registrándose todos los accesos así como las modificaciones llevadas a cabo.

**Artículo 9.** *Requisitos de muestreo de los hidrocarburos sujetos a medición.*

1. Los dispositivos de medición incluirán sistemas de muestreo automáticos y proporcionales al flujo que deberán permitir la toma manual de muestras.

El muestreo se llevará a cabo de manera que se asegure la representatividad de la muestra.

2. Semestralmente se procederá a la toma manual de muestras, que serán remitidas a un laboratorio homologado para la realización de los análisis pertinentes.

**Artículo 10.** *Contingencias.*

1. El operador deberá contemplar procedimientos de contingencia para la medición en el caso de fallo o avería del dispositivo.

2. El operador será responsable de la activación de dicho plan de contingencias cuando sea oportuno y de su aplicación por el periodo mínimo imprescindible.

La activación de dicho plan por un periodo continuado superior a las 6 horas será notificada al Área Funcional de Industria y Energía de la Delegación o Dependencia de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno pertinente.

3. Cuando resulte de aplicación lo dispuesto en el artículo 4.7, dichos procedimientos podrán basarse en lo dispuesto de las normas de gestión técnica del sistema gasista y sus protocolos de detalle.

**Sección 2.ª Autorización y puesta en marcha de los dispositivos de medida**

**Artículo 11.** *Autorización de los dispositivos de medición.*

1. El operador de la concesión deberá incluir, en su solicitud de autorización administrativa de las instalaciones de producción correspondientes, una descripción del dispositivo de medición previsto. Justificará la adecuación a lo establecido en esta orden y demás normativa que le resulte de aplicación. En particular, dicha descripción incluirá:

- a) Las características técnicas del dispositivo de medición.
- b) Los estándares utilizados en su diseño, construcción y mantenimiento.
- c) La acreditación de la evaluación de conformidad de los equipos que lo conforman.
- d) La localización del sistema de medición dentro del sistema de proceso y transporte.
- e) Planos y descripción de cada uno de los elementos técnicos que integran en dispositivo.
- f) El mecanismo de auditoría técnica independiente de las mediciones.
- g) El plan de mantenimiento y calibración del dispositivo de medición.
- h) El mecanismo de reparto de la producción entre los titulares de la concesión.
- i) Listado y copia de la documentación del dispositivo.
- j) Procedimiento de contingencia para el caso de fallo del dispositivo.
- k) El sistema de organización, supervisión y verificación del operador.
- l) Metodología de cálculos indirectos y estimaciones. Análisis de incertidumbres y fuentes de error.

2. La Dirección General de Política Energética y Minas resolverá sobre la aptitud del dispositivo de medición junto con la resolución administrativa de autorización de las instalaciones, sin perjuicio de la responsabilidad del operador en relación con el buen funcionamiento y la veracidad de las mediciones del dispositivo.

La modificación sustancial de tales dispositivos requerirá autorización administrativa de la Dirección General de Política Energética y Minas.

**Artículo 12.** *Puesta en marcha e inspección de los dispositivos de medición.*

1. Los Jefes o Directores del Área Funcional de Industria y Energía de las Delegaciones o Dependencias de Industria y Energía de las Subdelegaciones del Gobierno pertinentes levantarán acta de puesta de marcha de los citados dispositivos, previa verificación de que la instalación se ha realizado conforme a lo autorizado y a la normativa de aplicación.

2. La inspección de los dispositivos de medición y de las lecturas corresponderá a los Jefes o Directores de las Áreas Funcionales de Industria y Energía de las Delegaciones o de las Dependencias de las Subdelegaciones del Gobierno, sin perjuicio de las competencias atribuidas a otros departamentos.

A estos efectos, los operadores deberán facilitarles el acceso y los medios logísticos que pudiesen ser necesarios.

3. El operador comunicará a los Jefes o Directores de Área los resultados de las mediciones, incluidos los procedimientos de cálculo, ajustes y corrección de errores, referidos a los seis primeros meses de cada año natural y al año natural completo, en el plazo máximo de un mes desde la finalización del periodo indicado. Dicha comunicación irá acompañada de un informe del auditor técnico independiente.

Asimismo, les comunicarán dichos datos en cualquier momento, previo requerimiento de éstos.

El Jefe o Director del Área Funcional o Dependencia realizará las comprobaciones que considere pertinentes y, en su caso, notificará a la Administración Tributaria y a la Dirección General de Política Energética y Minas las actas o informes que recojan cada acción de vigilancia.

4. La memoria anual de la concesión de explotación de yacimientos que debe elaborar el operador contendrá información sobre los siguientes extremos:

- a) Resultados de las mediciones.
- b) Procedimiento de cálculo.
- c) Mantenimiento, inspección y calibración durante el periodo.
- d) Errores y ajustes de cálculo.
- e) Cambios habidos en el dispositivo de medida.
- f) Resumen de los principales parámetros de la producción que permitan determinar la adecuación del precio de referencia de aplicación.
- g) Auditoría de ventas de los hidrocarburos producidos durante el año natural anterior.

5. Lo anterior se entenderá sin perjuicio de las restantes obligaciones de información de los operadores en materia estadística.

6. La Dirección General de Política Energética y Minas y los Jefes o Directores de Área de Industria y Energía podrán solicitar la información adicional que considere oportuna así como una auditoría de las ventas realizadas por los titulares de las concesiones de explotación de yacimientos.

### CAPÍTULO III

#### **Disposiciones para la determinación del precio de referencia de los hidrocarburos producidos**

##### **Artículo 13. Precio de referencia.**

1. Los precios de referencia para los hidrocarburos producidos en concesiones de explotación de yacimientos sujetas al Impuesto sobre el Valor de la Extracción de Gas, Petróleo y Condensados, serán los siguientes:

a) Petróleo crudo: Se tomará la media de las cotizaciones diarias del crudo tipo Brent para entrega al día siguiente publicado por Platt's, desde el día 1 al día 15 del mes anterior al mes de referencia. Las cotizaciones de cada uno de los días se convertirán de \$/barril a €/barril utilizando el tipo de cambio diario, o el del último día disponible, publicado por el Banco Central Europeo.

Este precio de referencia se corregirá por un coeficiente de calidad cuyo valor será función del valor medio de la densidad, expresada en grados API y del valor medio de su contenido en azufre, expresada como porcentaje, durante el periodo en cuestión. Los valores de dicho coeficiente de calidad serán los establecidos en el anexo.

b) Condensados: Se tomarán las cotizaciones medias FOB en el mercado mediterráneo desde el día 1 al día 15 del mes anterior al mes de referencia de la nafta, el queroseno y el gasóleo 0,1% publicadas por Platts en el European Marketscan y las cotizaciones medias FOB del propano y del butano en Argelia desde el día 1 al día 15 del mes anterior al mes de



referencia publicadas por Platts en el Lpgaswire y ponderadas todas ellas según las proporciones resultantes de la caracterización del condensado según el ensayo de destilación TBP ASTM D2892. Las cotizaciones de cada uno de los días se convertirán de \$/ton a €/ton utilizando el tipo de cambio diario, o el del último día disponible, publicado por el Banco Central Europeo.

c) Gas natural: Se tomará la media de las cotizaciones del índice MIBGAS (Mercado Ibérico de Gas) del producto diario para todos los días del periodo de referencia n.

Cuando sea necesario para la correcta aplicación de esta orden, se utilizará un factor de conversión para el gas natural de 11,76 kWh/m<sup>3</sup> salvo que la Dirección General de Política Energética y Minas autorice un valor diferente, previa solicitud razonada del operador y basada en los resultados de los muestreos.

2. Mediante resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas se determinará el valor concreto de los precios de referencia a que hace referencia el apartado anterior, correspondientes a los seis primeros meses y al año completo, ambos referidos al año natural.

Dicha resolución se aprobará antes del último día hábil del mes siguiente al de finalización del periodo que corresponda y será publicada en el «Boletín Oficial del Estado».

## CAPÍTULO IV

### Disposiciones para la determinación de los perímetros de referencia

**Artículo 14.** *Determinación de los perímetros de referencia en concesiones de explotación convencionales.*

1. El perímetro de referencia de las concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos estará constituido por la superficie de terreno comprendida dentro de un radio de 1.500 metros alrededor del centro de la boca de cada sondeo productivo.

Para una misma concesión de explotación podrán coexistir varios perímetros de referencia, repartiéndose entre todos ellos el valor de la producción conjunta de todos los sondeos productivos, conforme al artículo 22.2 de la Ley 8/2015, de 21 de mayo.

Cuando existan dos sondeos productivos y las distancias entre los centros de sus bocas sean inferiores a 3.000 metros, el perímetro de referencia se obtendrá como la superficie del terreno comprendida dentro de la envolvente exterior de cada uno de los perímetros individuales, definida por la tangente a ambas circunferencias. Si el número de sondeos fuese superior a dos, se procederá conforme al procedimiento anterior para cada par de sondeos productivos.

En ningún caso la superposición de dos o más perímetros de referencia supondrá el devengo de más de un derecho de pago para una misma parcela de terreno.

Cuando proceda, se prorrateará la superficie total de las parcelas que se encuentren solo parcialmente incluidas dentro del perímetro de referencia.

2. En la solicitud de concesión de explotación, los promotores incluirán una relación de las parcelas comprendidas dentro del perímetro o perímetros de referencia determinados conforme al apartado anterior.

El órgano administrativo que tramite la concesión de explotación se dirigirá al órgano competente en materia de gestión catastral que le suministrará los datos relevantes correspondientes a dichos propietarios, los cuales tendrán la consideración de interesados en el referido procedimiento.

La Dirección General de Política Energética y Minas requerirá informe sobre la misma al Instituto Geográfico Nacional, cuando proceda. Emitido dicho informe, el Área Funcional de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno o Dependencia o de la Subdelegación del Gobierno pertinente someterá el expediente a información pública durante un plazo de 20 días.

3. El real decreto de otorgamiento de cada concesión de explotación establecerá la obligación de pago a los propietarios de los terrenos suprayacentes en los términos que resulten del expediente instruido conforme a lo dispuesto en este artículo y con sus eventuales actualizaciones de perímetros de referencia.

**Artículo 15. Actualización de perímetros de referencia.**

1. El perímetro de referencia surgirá o se ampliará, según los casos, cuando se inicie la explotación de un nuevo sondeo productivo. Cesará o se reducirá, según los casos, cuando cese la producción de hidrocarburos, siempre que en el año en cuestión el cese hubiese abarcado al menos, el segundo semestre natural completo. Se actualizará siempre que ocurran hechos susceptibles de alterar los derechos de cobro y, en particular, en los casos siguientes:

a) Cuando se produzca la revisión de las bases de datos catastrales que afecte a los derechos de cobro.

b) Cuando se pongan de manifiesto errores numéricos o de hecho, debidamente acreditados, que alteren los derechos de cobro.

Los nuevos propietarios que, como consecuencia del inicio de la explotación de un nuevo sondeo productivo se incorporen al perímetro o perímetros de referencia, participarán en el reparto del valor de la producción total de la concesión durante todo el año natural, independientemente de la fecha de aprobación de tal actualización. Asimismo, los propietarios que pierdan su pertenencia a un perímetro de referencia como consecuencia del cese de la explotación de un sondeo productivo, conservarán su derecho en el reparto del valor de la producción pertinente que corresponda al año de la revisión.

2. Los operadores estarán obligados a comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas el inicio y el cese de la explotación de un sondeo productivo y, en el primer caso, se procederá conforme a lo previsto en el artículo 14.2 para la determinación de los nuevos perímetros, previa realización de las comprobaciones pertinentes.

3. En ningún caso una misma superficie devengará el derecho de cobro superior al importe que resulte conforme a lo establecido en el artículo 22.2 de la Ley 8/2015, de 21 de mayo, habilitándose al operador para reclamar las cantidades abonadas indebidamente. Cuando la titularidad de una misma parcela corresponda a dos o más propietarios, la cantidad devengada se les abonará proporcionalmente a sus porcentajes de propiedad.

**Disposición transitoria primera. Dispositivos de medición existentes.**

1. Los operadores de concesiones de explotación de yacimientos en explotación a la entrada en vigor de esta orden deberán acreditar ante la Dirección General de Política Energética y Minas, en el plazo de un mes desde dicha fecha de entrada en vigor, el cumplimiento de los requisitos establecidos en la presente orden.

2. A la vista de la documentación anterior, se les podrá eximir temporalmente del cumplimiento de determinados requisitos por el tiempo mínimo indispensable para su adaptación, que en ningún caso será superior a doce meses.

**Disposición transitoria segunda. Volúmenes de producción y precios de referencia hasta la entrada en vigor de la orden.**

1. Durante el periodo que medie desde la entrada en vigor de esta orden hasta la finalización del plazo indicado en los apartados 1 y 2 de la disposición transitoria primera, según proceda, el volumen de producción se podrá obtener según el declarado en los informes mensuales a que hace referencia artículo 11.1.3. b) del Real Decreto 2362/1976, de 30 de julio, por el que se aprueba el Reglamento para aplicación de la Ley sobre Investigación y Explotación de Hidrocarburos de 27 de junio de 1974, sin perjuicio de las comprobaciones que la Administración competente estime procedentes.

2. La Dirección General de Política Energética y Minas dictará las resoluciones que se indican en el artículo 13, referidas a los periodos semestrales vencidos a la entrada en vigor de esta orden, en el plazo de un mes desde dicha entrada en vigor.

**Disposición transitoria tercera. Concesiones de explotación en tramitación.**

Las disposiciones para la determinación de los perímetros de referencia que figuran en el capítulo IV de la orden serán de aplicación a las concesiones de explotación de yacimientos

de hidrocarburos convencionales que estuviesen en tramitación en la fecha de su entrada en vigor.

**Disposición final primera.** *Fundamento competencial.*

Esta orden se dicta al amparo del artículo 149.1.13.<sup>a</sup>, 14.<sup>a</sup> y 25.<sup>a</sup> de la Constitución Española, que reserva al Estado la competencia exclusiva sobre bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, Hacienda general y Deuda del Estado y bases del régimen minero y energético, respectivamente.

**Disposición final segunda.** *Entrada en vigor.*

Esta orden entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Madrid, 31 de enero de 2017.–El Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital, Álvaro Nadal Belda.

**ANEXO**

**Valores del coeficiente de calidad**

Densidad (grados API)	Contenido en azufre (%)	
	Inferior o igual al 1%	Superior al 1%
Superior a 31,1	1,00	0,97
Entre 22,3 y 31,1	0,96	
Inferior a 31,1	0,89	
Inferior a 20	0,8	0,7

Este texto consolidado no tiene valor jurídico.