olade | ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA

Volumen I. Número 1. Octubre, 2017
ISSN 2602-8042

enerLAC

Revista de Energía de Latinoamérica y el Caribe

Contribuciones Nacionales Determinadas | Quema y Venteo de GN Asociado | Interconexiones Energéticas | Integración Regional | Electrificación Rural | Smart Grids

Fotografía de la portada Hidroeléctrica La Miel I, Colombia (ISAGEN).

© Copyright Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) 2017. Todos los derechos reservados.

www.olade.org
enerlac@olade.org
(+593 2) 2598-122 / 2598-280 / 2597-995 / 2599-489
Quito, Ecuador

Selección de Artículos

OLADE realizó en el mes de septiembre y octubre de 2016 dos concursos para artículos técnicos en Integración con Energías Renovables y de Hidrocarburos respectivamente. Las instrucciones para los autores sobre la presentación formal de los artículos, normas de citas, referencias bibliográficas y originalidad de los mismos se encuentran en los siguientes enlaces:
http://www.olade.org/concurso-integracion/
http://www.olade.org/concurso-hidrocarburos

COMITÉ EDITORIAL
Alfonso Blanco
SECRETARIO EJECUTIVO

Andrés Schuschny
DIRECTOR DE ESTUDIOS, PROYECTOS E INFORMACIÓN

Pablo Garcés
ASESOR TÉCNICO

Martha Vides L.
ESPECIALISTA PRINCIPAL DE HIDROCARBUROS

Alexandra Arias
ESPECIALISTA PRINCIPAL DE ELECTRICIDAD

Blanca Guanocunga
BIBLIOTECARIA

COORDINADOR@S DE LA EDICIÓN
Alfonso Blanco
DIRECTOR

Pablo Garcés
EDITOR

Andrés Schuschny, Martha Vides L.
REVISORES

Las ideas expresadas en este documento son responsabilidad de los autores y no comprometen a las organizaciones mencionadas.

DISEÑO Y DIAGRAMACIÓN
Ana María Arroyo
CONSULTORA DE DISEÑO GRÁFICO

COLABORADORES:
Irene Alfaro, Directora de Downstream ARPEL y *Ricardo Buyatti*, Gerente de Downstream ARPEL, miembros del jurado calificador del Concurso de Artículos Técnicos de la Red de Hidrocarburos 2016-2017: "Venteo y quema de gas asociado al petróleo en América Latina y el Caribe".

Tabaré A. Currás, Regional Director Sustainable Energy Policy | WWF Latin America & the Caribbean, miembro del jurado calificador del Concurso de Artículos Técnicos de la Red de Integración 2016-2017: "Intégrate con Renovables".

Marysol Materán, Consultora de Investigación

Esta revista es apoyada por la Cooperación Canadiense.

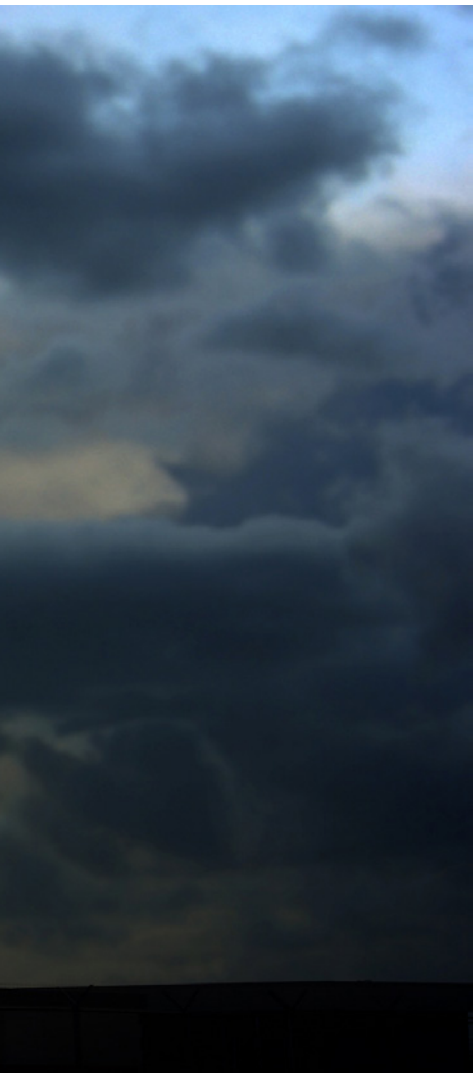
Global Affairs Canada Affaires mondiales Canada

ANÁLISIS DE LAS PRÁCTICAS DE QUEMA Y VENTEO DE GAS NATURAL ASOCIADO: OBSTÁCULOS Y AVANCES EN LATINOAMÉRICA

María Elena Ayuso[1]

Recibido: 16/ene/2017 y Aceptado: 22/may/2017
ENERLAC. Volumen I. Número 1. Octubre, 2017 (66-105).

[1] Economista de la Universidad Central de Venezuela, con especialización en Gerencia del Negocio del Gas Natural (en tesis) de la Universidad Simón Bolívar, Caracas, Venezuela. Gerente Regional de ventas en Panamerican Technology Group. meayuso@gmail.com



RESUMEN

En el presente artículo se analizarán las prácticas de quema y venteo de gas natural asociado en términos generales, y en tres países representativos de América Latina, a saber: Ecuador, México y Venezuela. Para tales fines, primero se contextualizará el tema a través de la explicación de las razones técnicas y económicas de la quema y venteo sostenido de gas natural asociado, su impacto en la economía, la sociedad y el ambiente, y las políticas públicas y regulaciones que han surgido para prevenir y/o corregir estas prácticas. Posteriormente, se expondrá la magnitud volumétrica (cantidad de gas natural asociado quemado y venteado), la magnitud económica (valor de mercado y costo de oportunidad de ese gas, versus los costos de inversión requeridos para reducir la quema y el venteo) y la magnitud ambiental (cantidad de CO_2 liberado a la atmósfera), en el mundo y en los países seleccionados, a los fines de mostrar la importancia del tema. Finalmente, se resumirán las mejores prácticas regulatorias implementadas a nivel mundial que han favorecido y/o coadyuvado la reducción de las prácticas de quema y venteo de gas natural asociado, y se emitirán las recomendaciones pertinentes.

A lo largo del documento se observará que, aunque las complejidades técnicas y ausencia histórica de infraestructura para la explotación del gas natural asociado han sido las principales causas

de los actuales niveles de quema y venteo de este hidrocarburo, hoy en día, se ha transformado en un tema económico debido a los altos costos de las inversiones requeridas para el aprovechamiento del gas, versus el valor del mismo en los mercados, convirtiendo al financiamiento en uno de los factores clave para reducir las prácticas de quema y venteo de gas. En la sección sobre la magnitud económica se demostrará que, cuando el gas recuperado se valoriza a costo de oportunidad, su comercialización cubre el 50% de las inversiones de capital, necesarias para minimizar dichas prácticas y, en el apartado de magnitud ambiental, se observará que las emisiones de CO_2, en los países seleccionados, son lo suficientemente representativas como para estructurar proyectos que opten a créditos internacionales por reducción de gases de efecto invernadero. Asimismo, se expondrá cómo las instituciones nacionales contribuyen a la reducción de la quema y venteo mediante políticas fiscales y regulaciones internas, mientras que las instituciones internacionales son una alternativa viable para obtener apoyo técnico y financiero.

Palabras Clave: Quema, Venteo, Energía, Gas Asociado, América Latina.

ABSTRACT

This paper will analyze the nature and magnitude of associated natural gas flaring and venting practices in general terms, and in three representative countries of Latin America: Ecuador, Mexico, and Venezuela. To this end, emphasis will be made on the study of the root cause of the sustained flaring and venting of associated gas, and its impact on the economy, society, and the environment, as well as the public policies and regulations that have emerged to prevent and/or correct these practices. In relation to the magnitude, it will be exposed the technical size (volume of associated natural gas flared and vented), the economic size (market value and opportunity cost of that gas, as well as the capital expenditures required to reduce the flaring and venting) and the environmental (amount of CO_2 *emitted to the atmosphere), in the world and in the selected countries, to show the importance of the subject. Finally, we will summarize the regulatory measures implemented in the selected countries that have favored/contributed to the reduction of the associated natural gas flaring and venting practices, and the relevant recommendations will be issued.*

Throughout the document, it will be noted that although the technical complexities and historical absence of infrastructure for the exploitation of associated natural gas have been the main cause of the current levels of flaring and venting of this hydrocarbon, today it has been transformed into an issue of economy nature, due to the high investment costs required for the use of the gas, versus the value of the gas in the markets, making financing one of the key factors to reduce the flaring and venting practices of gas. The impact of these practices on the economy, society, and the environment, as well as the use value of gas, have stimulated the interest of national and international organizations in offering this technical and financial support. In the section on the economic magnitude, it will be shown that the commercialization of recovered natural gas covers 50% of the investments necessary to minimize flaring and venting when gas is valued at the opportunity cost. And in the section on environmental magnitude, it will be noted that CO_2 *emissions in the selected countries are representative enough to structure projects that opt for credits for reducing greenhouse gases.*

Keywords: *Flare, Vent, Energy, Associated Gas, Latin America.*

INTRODUCCIÓN

La existencia del gas natural asociado se conoce desde el inicio de la industria petrolera, sin embargo, a diferencia de los hidrocarburos líquidos, siempre ha tenido problemas de transabilidad, relacionados a sus propiedades físicas y a los retos tecnológicos que implican su manejo, lo que circunscribió su uso al área de los campos petroleros, para ser reinyectado a los yacimientos con fines de recuperación secundaria, o destinado a satisfacer la demanda de los centros de consumo adyacentes a estos.

No fue sino hasta los años 70 del siglo XX, cuando el comercio internacional del gas natural comenzó a dar unos primeros pasos hacia su dinamización con la aparición de las tecnologías de procesamiento del gas, tuberías, metalurgia y capacidad de compresión, para mover el gas a grandes distancias a través de gasoductos. Posteriormente, la aparición de la tecnología de licuefacción de gas habilitó la posibilidad de su transporte transoceánico.

Las nuevas tecnologías representaron opciones y oportunidades para el manejo, transporte y comercialización del gas natural asociado al petróleo, contribuyendo a que éste dejara de ser considerado un subproducto poco deseado (externalidad negativa), que era destinado principalmente a la quema y venteo, para convertirse en un combustible capaz de competir en sectores como el eléctrico, calefacción y transporte.

A pesar de lo anterior, y de los intentos tanto individuales como conjuntos de los países en distintas regiones, es una realidad que el desperdicio de este hidrocarburo, a través de las prácticas de quema y venteo, ha alcanzado anualmente cerca de 150.000 millones de metros cúbicos de gas natural a nivel mundial, un 4% del total del gas producido, lo que resulta preocupante si se considera que esta cifra representa la cuarta parte del consumo total de gas de EE.UU. en un año; 30% del consumo anual de gas de la Unión Europea, 75% de las exportaciones de gas de Rusia (The World Bank/GGFR[1], 2007, p.1) y casi la totalidad del consumo de gas de Latino América y el Caribe (de acuerdo a las estadísticas 2015, publicadas por BP).

Según estudios realizados por la GGFR, los principales obstáculos que enfrentan los países en desarrollo para reducir la quema y venteo de gas son: 1) Un bajo acceso a los mercados internacionales de gas y mercados locales poco desarrollados e ineficientes, 2) Poco desarrollo en su marco normativo y 3) Falta de financiamiento para establecer la infraestructura necesaria (The World Bank/GGFR, 2007, p.1).

Las prácticas de quema y venteo, ha alcanzado anualmente cerca de 150.000 millones de m³ de gas natural a nivel mundial. Esta cifra representa la cuarta parte del consumo total de gas de EE.UU. en un año, 30% del consumo anual de gas de la Unión Europea, 75% de las exportaciones de gas de Rusia y casi la totalidad del consumo de gas de Latino América y el Caribe.

La primera parte de este trabajo, tiene como propósito contextualizar las prácticas de quema y venteo de gas natural asociado, a través de: a) la explicación de las causas técnicas y económicas, que han impedido aprovechar este recurso, b) la descripción de las consecuencias económicas, sociales y ambientales, que representan el costo de oportunidad de la quema y venteo de gas, y c) las acciones preventivas y correctivas en materia de políticas públicas y aspectos legales (marco

1 La Alianza Mundial para la Reducción de la Quema de Gas (en inglés: Global Gas Flaring Reduction Partnership, GGFR), es una alianza público - privada que lanzó el Banco Mundial en agosto de 2002 con el objetivo de asistir a gobiernos y empresas en sus esfuerzos por reducir la cantidad de gas quemado en el mundo.

regulatorio) implementadas para evitar la quema y venteo irracional del gas natural. Este análisis general, se realizará de manera particular, en tres países de Latinoamérica, a saber, Ecuador, México y Venezuela.

En una segunda parte, se determinará la magnitud técnica, económica y ambiental de las prácticas de quema y venteo para cada uno de los países seleccionados, calculando: a) en términos volumétricos, la cantidad de gas asociado desperdiciado y su proporción con respecto a la producción y el consumo, b) en términos económicos, los costos de las inversiones necesarias para disminuir la quema y venteo versus el ingreso que se obtendría por el aprovechamiento y comercialización del mismo, valorizándolo a precio de mercado y a costo de oportunidad, y c) en términos ambientales, la cantidad de CO_2 emanado a la atmósfera como consecuencia de la quema y venteo de gas asociado.

Finalmente, en una tercera parte, se harán las recomendaciones pertinentes con base en la revisión de las mejores prácticas regulatorias y lecciones aprendidas de las experiencias de otros países.

Así, el propósito del presente trabajo es entender con profundidad el tema, así como proveer las herramientas necesarias para la toma de decisiones, conducentes a disminuir las prácticas de desperdicio del recurso no renovable en Latinoamérica, minimizar el impacto negativo en el bienestar de los países y promover las mejores soluciones regulatorias, con base en las experiencias exitosas observadas en el mundo y en los países seleccionados.

1. CONTEXTUALIZACIÓN DE LAS PRÁCTICAS DE QUEMA Y VENTEO DE GAS ASOCIADO

Cuando existe gas natural asociado al crudo, las empresas productoras tienen dos alternativas, darle un uso productivo o quemarlo y/o ventearlo. Estas empresas toman la decisión de implementar prácticas de quema y venteo de forma permanente y sostenida, cuando la evaluación técnico – económica de darle un uso a ese gas asociado no justifica la inversión. No obstante, tales prácticas generan consecuencias económicas, ambientales y sociales negativas de interés público, requiriendo la participación de los Estados y Organizaciones Internacionales, a través de políticas públicas e instrumentos legales (regulatorios) con el fin de, primero, evitar el inicio de estas actividades (preventivas) y, segundo, minimizarlas en caso de que ocurran (correctivas).

En este apartado se realizará una explicación de las causas de la implementación de las prácticas de quema y venteo de gas natural asociado, sus consecuencias y las acciones políticas–regulatorias implementadas para intentar disminuir las mismas.

1.1 Marco Conceptual

1.1.1 Razones técnicas y económicas

El gas natural es la mezcla de hidrocarburos gaseosos, principalmente metano, y otros hidrocarburos denominados Líquidos del Gas Natural (LGN), tales como etano, propano y butano, entre otros (EIA, 2012); conteniendo, además, pequeñas cantidades de dióxido de carbono (CO_2), sulfuro y nitrógeno, así como gases inertes y metales pesados. El gas natural que se encuentra mezclado con petróleo en los yacimientos se denomina gas asociado, mientras que aquel que se encuentra solo se considera gas no asociado.

Debido a las propiedades físicas del hidrocarburo gaseoso, su explotación, procesamiento[2], almacenamiento, y transporte desde los campos de producción hasta los distantes centros de

2 Cuando se habla de procesamiento se refiere a la separación (del crudo en el caso del gas asociado), deshidratación, endulzamiento y fraccionamiento del gas.

consumo, representan un reto que ha requerido el desarrollo de tecnologías complejas y especializadas de alto costo. Cabe destacar que, los requerimientos técnicos y los costos del almacenamiento son tan elevados, que es usual que no se invierta en ello, y en su lugar, se propicie la sincronía entre la producción y el consumo para minimizar la quema y/o venteo del recurso (eficiencia operacional).

En el caso del gas asociado, que sube inevitablemente a la superficie durante el proceso de extracción de petróleo crudo, la infraestructura y sincronía necesarias para aprovechar los volúmenes de gas excedentarios, agregan complejidad técnica a la cadena industrial, así como también, importantes inversiones adicionales que tienen una baja probabilidad de ser recuperadas, considerando el valor de cambio del gas en los mercados locales y regionales (precio), afectando negativamente las economías de alcance.

Las principales condiciones técnicas e implicaciones económicas que han motivado la decisión de quemar y ventear gas de manera sostenida, por encima de su uso, son:

- **Volumen:** Una cantidad de gas asociado (relación gas/petróleo) tan baja, que no existen economías de escala que justifiquen la inversión (eficiencia económica).

- **Calidad:** Aunque el gas está compuesto principalmente por metano, la presencia de azufre y otros contaminantes, que deben ser removidos para poder hacer comercializable el gas, implican inversiones adicionales en endulzamiento y depuración. Es posible que una proporción considerable de LGN, de alto valor comercial, pueda favorecer las economías del proyecto; no obstante, la presencia de LGN adiciona costos en instalaciones de separación y fraccionamiento.

- **Localización:** Los retos para alcanzar la factibilidad técnico-económica son aún mayores cuando el gas asociado se encuentra en campos remotos o costa afuera, donde no hay redes de transporte y distribución de gas, o líneas de transmisión eléctrica disponibles para utilizar el gas natural con fines de generación eléctrica. Además, cuando el gas es poco y se encuentra en numerosos pozos, la infraestructura requerida para su aprovechamiento aumenta las inversiones (Pieprzyk y Rojas, 2015).

- **Transporte y Distribución:** La existencia o no de conexión entre la producción y los centros de consumo es de gran importancia, puesto que desarrollar esta infraestructura incrementa sustancialmente los costos. Otros problemas habituales son: i) las limitaciones para que las empresas productoras puedan realizar nuevas inversiones en infraestructura de transporte y distribución (por ejemplo, cuando estas etapas están reservadas a los Estados) y/o ii) las restricciones para utilizar la infraestructura existente.

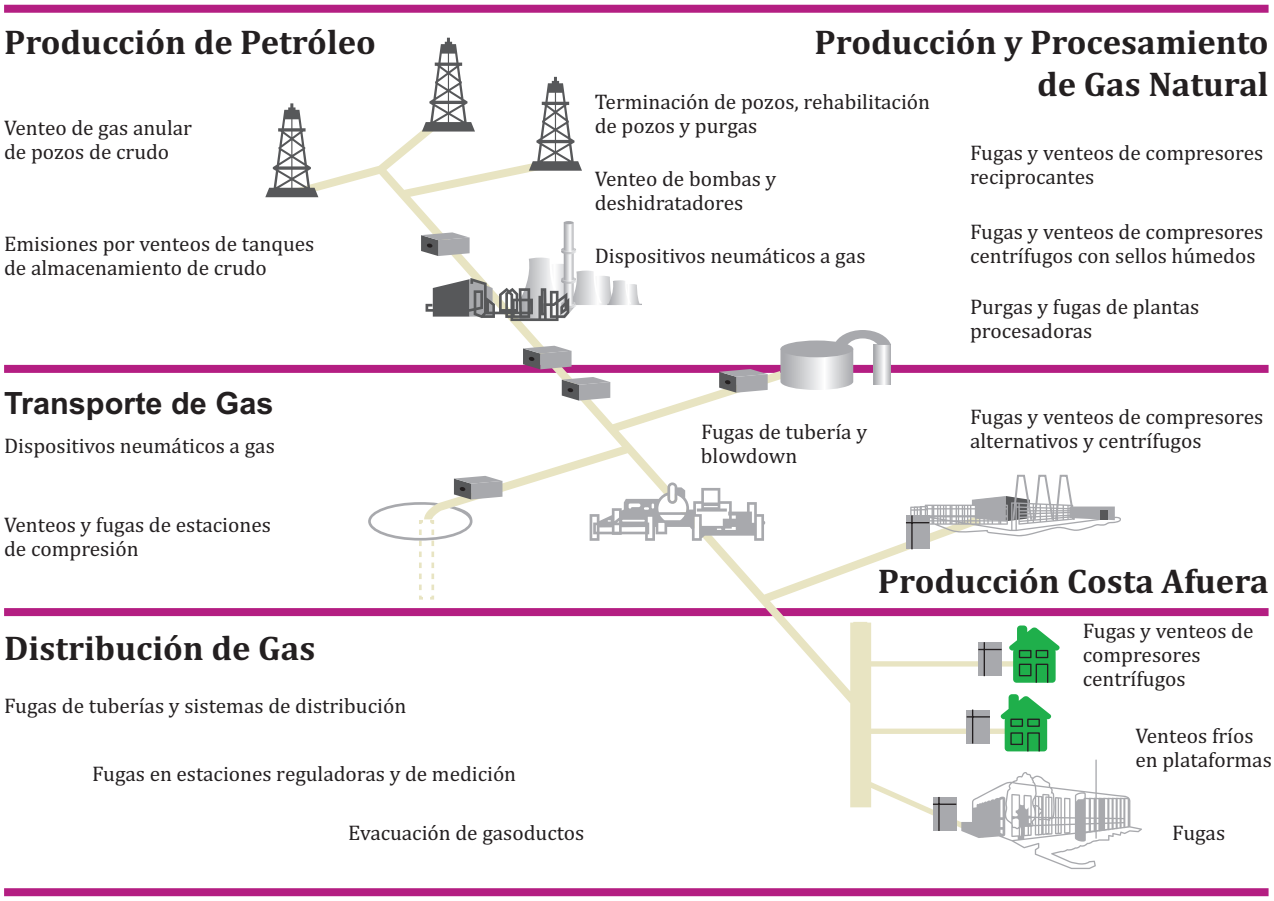
- **Comercialización, estructura y desarrollo de los mercados:** Precios regulados del gas y la electricidad afectan la factibilidad económica de los proyectos. Asimismo, en algunos casos, el tamaño de los mercados puede llegar a ser tan pequeño o inexistente, que no justifica llevar a cabo proyectos de desarrollo de infraestructura energética.

Las mencionadas condiciones han sido históricamente difíciles de superar, propiciando la percepción del gas asociado como una externalidad negativa de la producción de petróleo crudo y, en consecuencia, la implementación de su quema y venteo como prácticas sostenidas y permanentes o, en el mejor de los casos, su reinyección con fines de recuperación secundaria.

Así, tradicionalmente, no ha existido un desarrollo de infraestructura en la etapa de extracción de petróleo, para la captura, manejo y posterior aprovechamiento racional del gas asociado en superficie, convirtiéndose esto, en la principal causa de los volúmenes de gas quemados y/o venteados a nivel mundial.

No obstante, la quema y/o venteo gas se presenta también en otros puntos de la cadena física, por razones de seguridad industrial y/o emergencia operacional (ver Figura 1).

Figura 1. Principales fuentes de emisiones de metano en el sector petróleo y gas

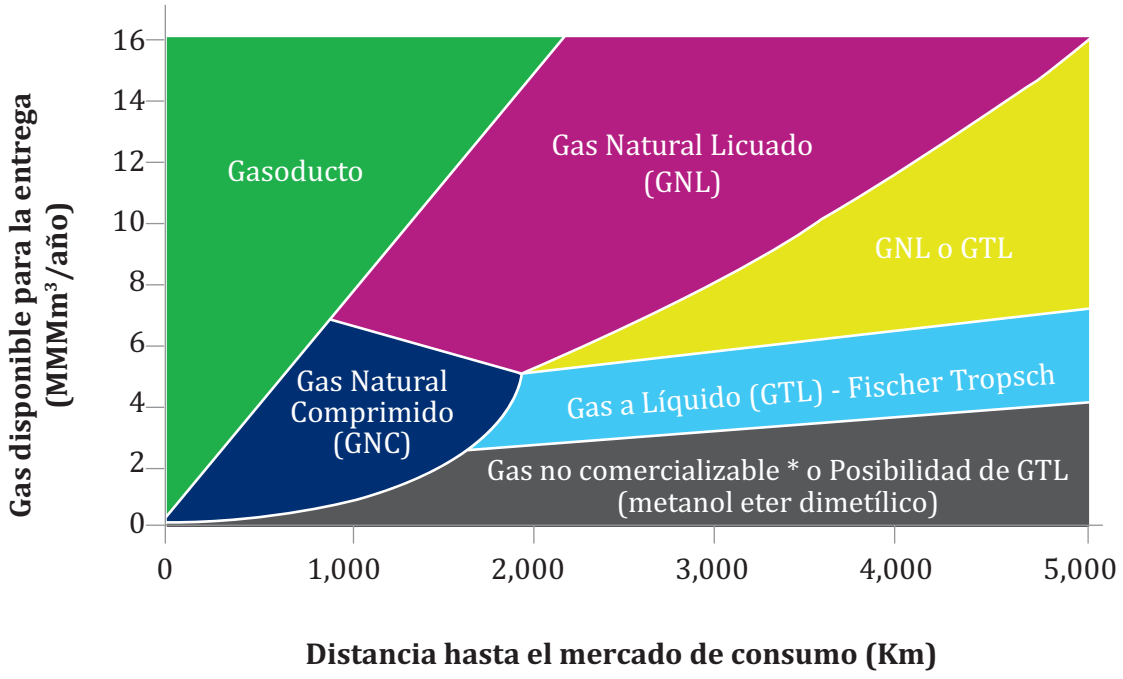


Fuente: Figura adaptada del gráfico original de la AGA (*American Gas Association*, en inglés), como se citó en ECOPETROL, 2014, p.11.

En este sentido, para disminuir los volúmenes de gas quemado y venteado, se ha realizado un esfuerzo a nivel mundial, en analizar las alternativas económicas para el uso del gas asociado, las cuales gravitan en torno a:

- Su reinyección en los yacimientos para ser preservado para el uso futuro.
- Su reinyección en los yacimientos, para la recuperación mejorada de petróleo.
- Utilizarlo *in situ* para la generación eléctrica.
- Transportarlo a los centros de consumo, donde la tecnología de transporte más factible, desde el punto de vista técnico y económico, dependerá del volumen a ser transportado y la distancia entre los campos de producción y los centros de consumo (ver Figura 2).

Figura 2. Alternativas para el transporte de gas en función del volumen (en Billones de metros cúbicos) y la distancia entre el campo de producción y los mercados finales (Kilómetros)



Fuente: Kelley GTM Manufacturing.

***Nota:** El gas no comercializable (stranded en inglés) se refiere al recurso de gas descubierto, que se considera inutilizable debido a razones físicas o económicas. En este caso, se refiere a volúmenes bajos, descubiertos en lugares distantes de los centros de consumos, lo que dificulta su comercialización.

1.1.2 Consecuencias económicas, sociales y ambientales

Ahora bien, independientemente de las causas, estas prácticas representan un desaprovechamiento del recurso gaseoso de gran importancia debido a su valor de uso; algunos de ellos son:

a. Generación de calor para el uso doméstico (servicio público).

b. Combustible para generadores eléctricos industriales/domésticos (servicio público).

c. Insumo para industrias (refinación, petroquímica).

d. Reinyección con fines de recuperación secundaria de crudo.

Es pertinente destacar la condición de servicio público del gas doméstico y la electricidad, porque obliga a los Estados a garantizar la regularidad, continuidad, y el carácter universal y no discriminatorio del suministro (Jaime Rodríguez –Arana Muñoz, 2008, p.155) , por lo tanto, cuando el gas natural no se encuentra disponible, debe ser reemplazado con alternativas de mayor valor comercial, como el diésel y el fuel oil en el caso de la electricidad, o el propano y butano para el gas doméstico, para evitar la pérdida de bienestar de la población. Estos puntos, reflejan un alto costo de oportunidad tanto económico, como social, de la quema y el venteo del gas para los Estados

propietarios del recurso y, por lo tanto, un fuerte estímulo para que se desarrollen políticas públicas regulatorias al respecto.

La GGFR en su sección de preguntas y respuestas del programa "*Zero Routine Flaring by 2030*" menciona otro posible impacto social importante de la quema y venteo de gas natural:

> Se sabe que las llamaradas de gas emiten una variedad de componentes peligrosos para la salud, incluyendo partículas de carbono, monóxido de nitrógeno, monóxido de carbono (todos los cuales pueden causar problemas respiratorios), benceno (que es cancerígeno) y compuestos orgánicos volátiles e hidrocarburos aromáticos policíclicos que pueden causar una variedad de dolencias … Sin embargo, hay pocos datos sobre cómo la proximidad a las llamaradas, la duración de la exposición, etc. están vinculadas a problemas de salud reales, ya que se han realizado pocos estudios sobre el impacto en la salud de la quema (GCFR, sección Q&A, número 24).

En cuanto a las consecuencias ambientales, las prácticas de quema y venteo de gas, liberan un conjunto de contaminantes que son considerados responsables, en gran medida, del cambio climático (de allí se deriva la importancia en el área ecológica - ambiental). El grado de este impacto ambiental negativo, depende de varios factores a saber: a) la composición del gas asociado (proporción de elementos contaminantes), b) el método de disposición, quema o venteo y c) la eficiencia del quemador (Buzcu-Guven et a l., 2010; Johnson and Coderre, 2012, como se citó en Björn Pieprzyk, Paula Rojas Hilje, 2015, p.11).

Al respecto, es oportuno diferenciar el impacto ambiental de la quema en comparación al del venteo. La quema de gas asociado ocurre por medio de instalaciones especiales de combustión, llamadas flare stacks, y es particularmente generadora de CO_2, mientras que el venteo es la emisión directa del gas, principalmente compuesto por metano. El efecto invernadero del venteo es mucho más alto que el de la quema, debido a que el Potencial de Calentamiento Global (GWP, por sus siglas en inglés) del metano es entre 28 y 36 veces mayor que el del CO_2 (EPA, 2017)[3].

1.1.3 Acciones legales y políticas (regulatorias)

Una acción legal - regulatoria es la emisión de normativas técnicas y procedimentales enfocadas en indicar las mejores prácticas y limitar el uso de la quema y venteo de gas, las cuales usualmente contemplan los siguientes puntos:

a. Fijación de un porcentaje límite (tope) permitido del volumen de producción de gas a ser quemado y/o venteado (que dependerá del país y de la referencia utilizada como mejores prácticas técnicas y operacionales internacionales).

b. Procedimientos para solicitar permisos para quemar y ventear gas natural, sólo en casos de emergencia operacional y por breves períodos de tiempo de manera controlada.

c. Establecimiento de lapsos de tiempo para solventar las prácticas excesivas.

d. Disposiciones técnicas sobre el método de quema o venteo. Incluyendo la eficiencia mínima exigida en el proceso de quema.

3 Al respecto, la Energy Research Architecture, (ERA) indica lo siguiente: "El venteo se refiere a la liberación deliberada de gas asociado. Esto resulta en emisiones de metano muy altas, ya que el gas asociado entra en la atmósfera sin combustión. El impacto climático de la ventilación es así muchas veces mayor que el de la quema, ya que el factor de calentamiento global del metano es 34 veces mayor que el del CO_2." (2015, p.5).

e. Definición de medidas punitivas económicas, legales y/o administrativas en caso de incurrir en incumplimientos de la norma.

También se hace uso de la política fiscal (impuestos o incentivos) como medio para promover la inversión en proyectos de reducción de la quema y/o venteo de gas.

Cuando se utilizan los tributos como el pago de impuestos y/o regalías por el gas producido que haya sido quemado y/o venteado a boca de pozo, como medida punitiva/coercitiva para evitar y reducir las prácticas de quema y venteo de gas, el objetivo es estimular la utilización efectiva de gas natural asociado, haciendo que la quema y el venteo sean económicamente costosos. El éxito de la medida depende del adecuado análisis económico y legal para la determinación de las tasas y su implementación. Por ejemplo, en algunos países como Nigeria y Rusia, los cargos fueron tan bajos que resultaron accesibles para las compañías y no corrigieron la conducta. Otra opción es aplicar impuestos a las emisiones de CO_2, incluyendo las que se derivan de la quema y/o venteo de gas, como se implementó en Noruega.

En el caso de los incentivos fiscales, como reducciones y/o exenciones en impuestos, aranceles y regalías, son financieramente atractivos para las empresas petroleras, y estimulan la inversión en el aprovechamiento de gas natural asociado, particularmente recomendados en condiciones de mercado de gas domésticos subdesarrollados con oportunidades de exportación limitadas (Perrine - Archibong - Korosteleva, 2014, p.6). Algunos ejemplos exitosos son: las reducciones de impuestos petroleros en Nigeria, y el programa de exención de regalías en Alberta Canadá (GGFR, 2004 a) de los cuales se hablará más adelante.

Un esquema legal, acompañado de un paquete de políticas públicas, no puede ser desarrollado e implementado sin tener el apropiado conocimiento y control de la problemática, mediante procesos de medición, inspección y fiscalización de las operaciones, ejercidos por el(los) organismo(s) del Estado, competente(s) en la materia, según el país. La implementación de las regulaciones sobre el tema requiere, desde el desarrollo de personal experto en la materia, hasta exigir la instalación de medidores de flujo, en campos y facilidades con mayor volumen de quema y venteo, y el uso constante de balances de masa, con el fin de obtener cifras transparentes que permitan conocer la dimensión real del problema y facilitar los correctivos (GGFR, 2004b). También es necesaria la instalación de cromatógrafos de gas, para conocer la composición del gas que está siendo quemado y venteado, es decir, la proporción de metano, LGN y demás compuestos, además del poder calorífico del mismo, a los fines de calcular el valor económico desperdiciado y el impacto ambiental del mismo.

Además, una importante política es exigir que las inversiones para el aprovechamiento del gas asociado estén incluidas en los Planes de Desarrollo de los campos, como para optar a licencias o acuerdos de producción.

En el marco de la política internacional, las organizaciones, tratados y acuerdos, bilaterales y multilaterales, tienen un espectro más amplio, y las acciones más relevantes han sido:

- Ofrecer un espacio para el intercambio de conocimiento, experiencias y estrategias que coadyuven al desarrollo e implementación de medidas que promuevan el suministro de energía confiable, segura y sostenible. Por ejemplo: plataformas regionales como la Asociación Regional de Empresas de Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica (ARPEL) o mundiales como la Alianza para el Gobierno Abierto (*Open Government Partnership*, OGP). También existen iniciativas y coaliciones específicas, a saber: el Foro de Países Exportadores de Gas (*Gas Exporting Countries Forum*, GECF) y la Coalición Clima y Aire limpio (*Climate & Clean Air Coalition*, CCAC).

• En el aspecto económico - financiero, existen opciones como la Iniciativa Global de Metano (Global Methane Iniciative, GMI) encargadas de brindar apoyo y/o asesoría en la estimación de la factibilidad económica de proyectos de inversión en infraestructura y, a su vez, identificar los medios para financiar los mismos. También hay organizaciones que ofrecen financiamiento a largo plazo y con bajos tipos de interés, como: el Banco Mundial, el Banco Interamericano de Desarrollo y el Banco de Desarrollo para América Latina (anteriormente, Corporación Andina de Fomento, CAF). En el marco de los tratados internacionales, se destaca el Protocolo de Kioto (vigente hasta el 2020), que ha facilitado: 1) un mecanismo de autofinanciamiento, con la creación de un mercado de emisiones, donde se pueden vender bonos por reducción de CO_2, convirtiéndose en un potencial incentivo financiero para realizar proyectos e inversiones orientados a reducir la quema y venteo de gas natural asociado y 2) los créditos otorgados a proyectos de reducción de emisiones bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL). Nigeria, Argelia e Indonesia han reducido las emisiones, con inversiones financiadas a través de los bonos de carbono. Cabe destacar que, a raíz del Acuerdo de París, adoptado en el 2015, es probable que, tanto el mercado de carbono, como los MDL, sean reestructurados o incluso desaparezcan para ser reemplazados por nuevos mecanismos de financiamiento. Al respecto, el Acuerdo de París vincula la responsabilidad con el financiamiento, al reconocer la responsabilidad histórica de los países desarrollados en las condiciones climáticas actuales y, por lo tanto, son quienes asumen el compromiso a brindar apoyo a los países en desarrollo a través de un mínimo de 100.000 millones de US$ anuales a partir del 2020; los detalles de la implementación de esta nueva propuesta están en proceso de desarrollo.

• La concientización sobre esta problemática a través de estudios y análisis, impulsando la tendencia mundial hacia la implementación de las mejores prácticas para el aprovechamiento del gas y reducir al mínimo la quema y/o venteo, y que finalmente, han derivado en compromisos cuantitativos de reducción. Por ejemplo: los llevados a cabo por el Banco Mundial (GGFR).

Luego de este análisis, no queda duda que las regulaciones, políticas y acuerdos nacionales e internacionales son instrumentos importantes, que contribuyen a alcanzar el objetivo de minimizar las prácticas de quema y venteo de gas asociado.

Así, luego de la revisión de las causas generales de la quema y venteo de gas asociado, sus consecuencias, así como las acciones regulatorias recomendadas, a continuación, se analizará el tema específicamente para América Latina. Para tales fines, se seleccionaron tres países representativos a saber: Ecuador, México y Venezuela, por estar entre los 30 países con mayores volúmenes de quema y venteo de gas asociado en el mundo (GGFR, 2013-15).

Petroamazonas EP se convirtió, en abril del 2014, en la primera empresa petrolera latinoamericana en sumarse a la iniciativa liderada por el Banco Mundial "*Zero Routine Flaring by 2030*"

1.2 Contextualización de la quema y venteo de gas asociado en Ecuador

"Desde el inicio de las actividades de la industria petrolera en Ecuador, los esfuerzos exploratorios han sido orientados principalmente a la exploración y producción de petróleo; sin embargo, la mayor parte de los yacimientos descubiertos tienen petróleo y gas asociado, haciéndose necesaria la producción conjunta" (Alvarado – Gallegos, 2008, p.2).

1.2.1 Razones técnicas y económicas

En Ecuador, las cuencas sedimentarias: Oriente y Guayaquil son explotadas desde 1972, presentando volúmenes comerciales de crudo medio-ligero de 28 grados API, en promedio, y son los campos con la mayor cantidad de gas asociado de la Nación. En superficie, el gas natural es separado del petróleo en las estaciones de producción, constituyendo de esa manera la fuente nacional de gas natural. Sin embargo, el problema con las reservas de gas, es que se encuentran disgregadas en diferentes yacimientos del oriente ecuatoriano, y no es fácil ni rentable su captación.

Desde los comienzos de la actividad petrolera, existieron iniciativas en Ecuador de aprovechar el gas natural producido en el oriente. El más importante fue la construcción de la Planta de Gas Shushufindi en el año 1981, para producir Gas Licuado de Petróleo (GLP) y gasolina natural, con una capacidad para procesar 25 millones de pies cúbicos estándar de gas asociado y con capacidad para producir hasta 500 TM/día de GLP y 2.800 BPD de gasolina.

1.2.2 Consecuencias económicas, sociales y ambientales

La producción de gas en Ecuador, en comparación con la producción de otros países de Latinoamérica, es relativamente baja; y es utilizada para la generación de energía eléctrica y para la recuperación de GLP en las plantas separadoras.

El GLP producido, no es suficiente para cubrir la demanda local, por lo que más del 80% del consumo corresponde a gas importado, que tiene un costo seis veces más alto del precio al que se vende al consumidor. La diferencia entre el costo y el precio de venta es subsidiada por el Gobierno, con el fin de garantizar el consumo doméstico de los sectores más necesitados (Lapuerta, 2008).

A pesar de lo anterior, en los últimos 30 años, Ecuador ha quemado más de 100 millones de pies cúbicos de gas asociado por día, lo cual representa más de 14 mil millones de US$ en Barriles Equivalentes de Petróleo (BEP) (Petroamazonas, Ministerio de Hidrocarburos y Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos, 2016, p.2).

1.2.3 Acciones legales y políticas (regulatorias)

Ecuador cuenta con el Plan Nacional para el Buen Vivir (PNBV) 2013-2017, preparado por la Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo de Ecuador (SENPLADES), que permite integrar políticas de cambio climático y estrategias de eficiencia energética. En el sector energía, se están llevando a cabo una serie de iniciativas que apuntan al cambio de la matriz energética, dentro de un esquema de sostenibilidad ambiental, social y económica. Las más importantes de ellas podrían ser consideradas como el eje del potencial de mitigación de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) del Ecuador (Ministerio del Ambiente, Taller Iberoamericano Sobre Contribuciones Nacionales Madrid, 26 de marzo de 2015).

El nuevo modelo energético promueve: 1) Reducir la "huella humana" (impacto al ambiente) por barril de petróleo extraído, 2) optimizar los recursos energéticos existentes (de menor costo y menor impacto al ambiente) dentro de la industria del petróleo y el gas natural, 3) eliminar el uso de diésel y reducir el uso de crudo para la generación eléctrica, 4) optimizar el gas asociado para la producción de GLP y energía eléctrica y 5) desarrollar un sistema de transmisión/

distribución robusto con el fin de entregar energía de menor costo e impacto al ambiente a los diferentes usuarios (Operadoras petroleras y poblaciones dentro del área de influencia).

En este contexto, el Gobierno del Ecuador promovió el proyecto llamado Optimización de la Generación Eléctrica y Eficiencia Energética en el Sistema Interconectado Petrolero (OGE&EE), que consiste en la reducción de la quema de gas asociado, destinando dicho gas a la generación eléctrica centralizada en la región amazónica, que sería distribuida a través de un sistema interconectado petrolero para las empresas públicas y privadas y, además, tendría una interconexión con la red nacional (compuesta actualmente por alto componente hidroeléctrico). Esto permitiría a su vez, reemplazar al diésel (importado y de alto costo para la Nación) en la generación de electricidad (NAMA OGE & EE[4]).

Según lo informado por Petroamazonas EP (junio 2015), desde la implementación del proyecto, los avances y logros de este proyecto han sido los siguientes:

- Entre junio de 2009 y abril de 2015, el proyecto ha generado 1,10 millones de MW con gas asociado. Esto equivale al consumo de energía eléctrica de 930.000 habitantes durante un año, y además se colocó al servicio 150 km de líneas eléctricas. En este período se ha desplazado el uso de 193,24 millones de galones de diésel, lo que genera ahorros netos por USD 446,18 millones de dólares. El sistema integrado de distribución/transmisión eléctrica provee energía a los diferentes usuarios (Operadoras Petroleras y poblaciones aledañas) a menor costo e impacto ambiental.

- Disminuye el impacto ambiental, reduciendo las emisiones de CO_2 y reemplazando por un sistema centralizado de generación en sitio, lo cual elimina el ruido generado por termo generadores en puntos distantes de la operación. Entre junio de 2009 y abril de 2015 este proyecto ha evitado la emisión de 662.440 toneladas de CO_2; equivalente a las emisiones de CO_2 de 141.000 vehículos en un año.

- Petroamazonas EP llegó en septiembre de 2014 a marcar un nuevo hito al aportar energía mediante la primera interconexión de una facilidad petrolera hacia una población de Ecuador, en la Comunidad del Milenio Pañacocha, para lo cual se instalaron 8,4 km de línea enterrada de 13.800 voltios.

- La empresa pública Petroamazonas EP se convirtió, en abril del 2014, en la primera empresa petrolera latinoamericana en sumarse a la iniciativa liderada por el Banco Mundial "*Zero Routine Flaring by 2030*", con este proyecto.

1.3 Contextualización de la quema y venteo de gas asociado en México

La industria gasífera mexicana inicia en 1945, con el descubrimiento del yacimiento Misión localizado en el norte de México. Desde ese entonces, la empresa Petróleos Mexicanos (PEMEX) ha enfrentado una serie de dificultades como: la construcción de sistemas de transporte y el establecimiento de mercados (Márquez, 1989). En el caso del gas natural asociado, los

4 Ministerio del Ambiente de Ecuador sobre NAMA OGE & EE: "A partir del 2013, una vez culminados los compromisos establecidos en el Protocolo de Kioto, la CMNUCC ha llamado a las partes (países desarrollados y en desarrollo) a llevar acciones de mitigación apropiadas para cada país (llamadas NAMA por sus siglas en inglés). En el contexto ecuatoriano, una NAMA es una acción voluntaria de reducción emisiones de gases de efecto invernadero basada en los objetivos de desarrollo del Ecuador que se impulsa a través de las políticas nacionales y sectoriales; y, contribuye al desarrollo sustentable del país, generando cobeneficios. Los resultados de esta acción deberán ser medibles, reportables y verificables." (2015).

problemas con los cuales la empresa ha tenido que enfrentarse son más bien de índole económico y de inversión, más que de orden técnico.

1.3.1 Razones técnicas y económicas

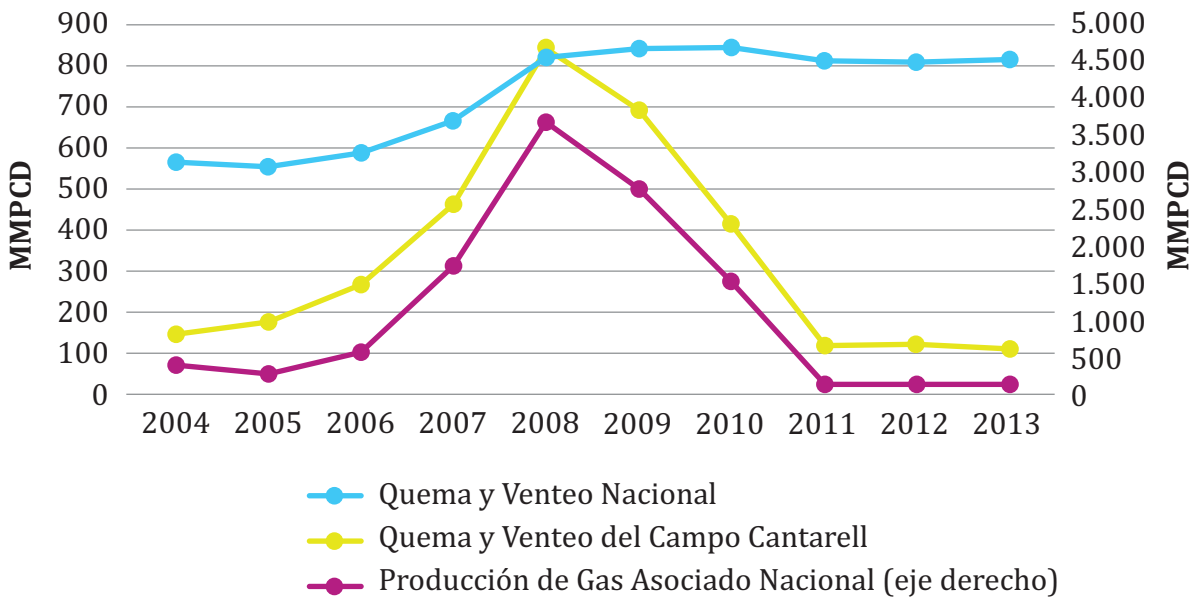
México es un país petrolero, pero también se encuentra entre los 20 principales países productores de gas en el mundo, con uno de los menores costos de descubrimiento, producción y desarrollo, y una tasa de restitución de hidrocarburos cercana al 90% (Larraga, 2011).

En México, el 73% del total de gas natural es gas asociado, producido mayormente en las Regiones Marinas y Norte del país. El venteo a la atmósfera y la combustión en quemadores son operaciones frecuentes en la producción de petróleo y gas en dicho país, donde la infraestructura de tuberías para el manejo del gas está incompleta, y no puede ser reinyectado en los yacimientos.

Uno de los principales campos petroleros con gas asociado de México se llama Cantarell, cuya producción se mantuvo elevada por mucho tiempo, gracias a la existencia de un techo gigante de gas que mantuvo la presión del reservorio hasta 1997, año en el cual, la presión empezó a caer y se liberó parte de ese gas a la atmósfera.

Ante esta situación, PEMEX implementó un programa de inyección de nitrógeno para elevar el recobro de petróleo, que inició en el año 2000 y que funcionó, hasta el año 2006. Con el tiempo, esta medida se hizo insuficiente y PEMEX debió incrementar la extracción de gas natural asociado en la llamada zona de transición entre petróleo y gas, para mantener el nivel de producción de petróleo, así que, en el 2008, los volúmenes de gas quemado y venteado del campo aumentaron drásticamente (Ver Figura 3). Para hacer frente al incremento de la quema y venteo, PEMEX invirtió en equipos de compresión para incrementar la reinyección (Perrine – Archibong, 2014).

Figura 3. Quema y Venteo de Gas en México (Total, Asociado y no Asociado)



Fuente: Roldan y Pena, CNH, 2014, citado por Perrine–Archibong en su trabajo México Associated Gas Utilization Study 2014.

Estas cifras de quema y venteo durante la última década, se deben en parte a la caída en el precio internacional de referencia utilizado por México para su mercado local, es decir, el Henry Hub, que luego de ubicarse en 11 US$/MMBTU en el 2006, pasó a ubicarse en el 2016 en 2,51 dólares por millón de BTU (US$/MMBTU), una caída de más de 77% causada por el incremento de la oferta de gas no convencional (Shale gas) en Estados Unidos, que cambió su matriz energética haciéndolo pasar, de importador a exportador de energía.

Ante la cercanía con los EE.UU., con una cadena industrial del gas desarrollada y precios bajos, ha resultado más rentable ventear el gas de los yacimientos de producción petrolera en México, antes que invertir en infraestructura para su compresión y comercialización. En tanto, que la demanda se sigue sustituyendo con importaciones las cuales, en la última década, se han disparado en casi 300%. (García, 2016). Las importaciones de gas natural de PEMEX equivalen a 52% de la producción, cuando en el promedio del año 2015 pasado fueron 36% y hace 10 años eran apenas 8,4%.

1.3.2 Consecuencias económicas, sociales y ambientales

La producción de gas en México desde el año 2010 hasta el 2016 (de acuerdo al *JODI Gas World Database*, 2016), fue superior a la demanda del mercado nacional, no obstante, una parte de la producción de gas asociado fue quemada y venteada y, como consecuencia, se generó un déficit de gas que debió cubierto con importaciones desde EE.UU. (Ver Figura 4).

Figura 4. Producción, Demanda e Importaciones de Gas Natural (MMPC/D)

Año	Producción	Demanda	Importaciones
2010	3.878	3.255	536
2011	3.742	3.383	791
2012	3.766	3.388	1.089
2013	3.916	3.463	1.290
2014	4.046	3.451	1.358
2015	3.929	3.246	1.418
2016	3.659	3.395	1.892

a/ Promedio enero – septiembre 2016

Fuente: Petróleos Mexicanos (PEMEX)

PEMEX podría disminuir una tercera parte del gas natural que importa si aprovechara el gas que quema y ventea (Azarate, 2015).

El 73% del total de gas natural es gas asociado, producido mayormente en las Regiones Marinas y Norte del país.

1.3.3 Acciones legales y políticas (regulatorias)

México emitió algunas regulaciones para recabar información sobre las emisiones de gases de efecto invernadero en todo el país. El Reglamento de la Ley General de Cambio Climático en Materia del Registro Nacional de Emisiones o regulación de gases de efecto invernadero, es una nueva reglamentación emitida por la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), que creó el registro de gases de efecto invernadero de México y el sistema de notificación, Registro Nacional de Emisiones (RENE). Hasta ahora, no se regulan de manera explícita las emisiones de gases de efecto invernadero.

Más allá de notificar la producción de gases de efecto invernadero, México cuenta con mecanismos regulatorios adicionales para evitar o reducir al mínimo la quema y el venteo de gas, tales como:

1. La Resolución CNH.06.001/09, emitida el 12/11/2009 por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), donde se dan a conocer las disposiciones técnicas para evitar o reducir la quema y el venteo de gas en los trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos. Además, estableció como elemento fundamental, la planeación y ejecución de las inversiones necesarias, para desarrollar la infraestructura para evitar la quema y venteo y aumentar el aprovechamiento de gas. Algunos puntos destacables son:

- Programa de nivel máximo o techo nacional para alcanzar niveles de aprovechamiento de gas. Establece un límite o techo máximo anual decreciente de volumen máximo de quema y venteo de gas, a nivel nacional. Sin incluir Cantarell, por presentar una problemática propia.

- Programa acelerado para reducir al mínimo la quema y venteo de gas en el Activo Integral Cantarell, 2010- 2012.

2. Las disposiciones técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos publicadas el 07/01/2016 por la CNH con el objeto de:

- Establecer los elementos técnicos y operativos que definirán la Meta, con base en la cual se estructurarán los Programas de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado. Lo anterior, dentro del proceso de aprobación de los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos;

- Establecer los procedimientos, requisitos y criterios para la evaluación del cumplimiento de la Meta y de los Programas de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado, y

- Establecer los procedimientos administrativos para la supervisión del cumplimiento de las Metas y Programas de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado, dentro del desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción.

Dentro de los esfuerzos políticos en el ámbito internacional se encuentran:

- Se desarrollaron reportes de opor-tunidades de reducción de quema y venteo de gas con GGFR (2010-2015) y CCAC (2014 -Presente), como un medio para reducción de emisiones de hollín (carbono negro o BC) y metano.

- Desarrollo de NAMA (basada en proyectos a partir de información de GMI y mediciones puntuales instalaciones de proceso de gas y refinería) en conjunto con Environment Canada (2012 -2013), considerando todas las oportunidades prácticas de reducción de GEI (eficiencia energética, reducción de quema y venteo y manejo de emisiones fugitivas).

Una iniciativa privada interesante, es la conducida por la compañía Gas Natural Fenosa (GNF), la

cual busca ampliar el uso del gas natural en los vehículos, como alternativa para disminuir la contaminación del aire de la Ciudad de México a corto plazo, de acuerdo con las opiniones de especialistas en medio ambiente, autoridades de varios países y empresarios del sector. (Rodríguez y Reyna, 2016).

Con el uso del gas natural vehicular se reduce en un 95% las partículas causantes de enfermedades respiratorias, siendo un éxito su uso en Madrid, donde la contaminación se redujo hasta en más de 80% en 15 años. (Rodríguez y Reyna, 2016).

1.4 Contextualización de la quema y venteo de gas asociado en Venezuela

A pesar del hecho de que Venezuela cuenta con unas reservas de gas natural que lo colocan en la 8va posición en la escala mundial de países con mayores reservas del mundo, la industria nacio-nal de este hidrocarburo no ha sido lo suficientemente desarrollada. Tal situación suele ser atribuida a las condiciones técnicas y económicas que por muchos años giraron en torno a la explotación del mismo.

1.4.1 Razones técnicas y económicas

Para entender las razones de la quema y venteo del gas asociado en Venezuela, es necesario posicionarse en el contexto histórico inicial de la explotación petrolera. La primera producción de gas natural asociado al petróleo se inició en el año 1918, y no fue sino hasta 1938, cuando se registra oficialmente la primera medición y control del uso de la producción de gas, en un momento en el cual, tanto a nivel mundial, como para las trasnacionales que operaban en Venezuela, era considerado un elemento indeseable del crudo, sin ningún valor comercial, razón por la cual esta etapa se caracterizó por una baja utilización del gas y un alto desperdicio del mismo, hasta los años 40, cuando se inician las políticas de utilización y conservación del gas que promovieron, en primera instancia, la devolución de la producción a los yacimientos con fines de conservación y del aumento de la recuperación de crudo; años después en 1957, es cuando comienza la instalación del primer gasoducto Anaco - Caracas - Morón, en el marco de una política de industrialización del gas en Venezuela a través de la petroquímica y, en paralelo se inicia su uso de manera local, en el mercado doméstico, generación eléctrica y las cementeras en la Ciudad de Maracaibo (ANHI, 2009).

Las empresas manifestaron en su momento que los costos de instalar las facilidades de transporte y distribución desde los campos remotos, hasta los centros poblados e industriales, eran extre-madamente altos. Así, históricamente, no se contempló el desarrollo de las reservas de gas asociado que representan el 80% de las reservas de gas totales del país, por lo tanto, la infraestructura para su explotación se circunscribió a la del crudo. Además, el bajo desarrollo del mercado local, con una demanda eléctrica cubierta casi en su totalidad con hidro-electricidad, y la regulación de los precios del gas en el mercado interno, muy por debajo de los mercados internacionales e insuficiente para garantizar la recuperación de las inversiones en infraestructura, no estimuló las inversiones necesarias para explotar el gas. Cabe destacar, que los recientes descubrimientos de gas natural económicamente explotable se encuentran costa afuera, tanto en territorio nacional, como en yacimientos compartidos con Trinidad y Tobago, cuyos costos y acuerdos requeridos han retrasado su aprovechamiento.

1.4.2 Consecuencias económicas, sociales y ambientales

El alto crecimiento poblacional registrado en Venezuela durante los últimos 20 años, supero la oferta de los servicios públicos de gas y electricidad, generando interrupciones en el suministro que afectaron el bienestar de la población (consecuencias sociales). Para solventar la situación, y ante la ausencia de infraestructura para procesar trasladar las in-mensas reservas de gas asociado hacia los centros

transformadores, el Estado dejó de exportar parte del diésel y fuel oil que se produce en las refinerías nacionales (disminución de ingresos en divisas y pérdida de posicionamiento en los mercados internacionales), para destinarlo a la generación eléctrica interna, además de importar gas natural desde Colombia para satisfacer el mercado local del occidente del país, constituyendo un verdaderamente alto costo de oportunidad para la Nación, de no disponer del gas natural que está siendo quemado y venteado (impacto económico). Cabe destacar que tanto la electricidad como el gas natural se encuentran subsidiados en Venezuela, a niveles que no cubren los costos de producción, incrementando el peso económico asumido por el Estado.

1.4.3 Acciones legales y políticas (regulatorias)

El Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería, ha establecido por más de 40 años, que la utilización del gas natural producido en la superficie y económicamente acumulable debería mantenerse en un promedio anual no inferior al 98%, manteniendo un límite de 2% para el desperdicio del gas. Sin embargo, no existe una normativa específica para la quema y venteo de gas, lo que ha diluido estos esfuerzos.

En los años 60, se promovió el uso y conservación del gas asociado, con la intención de penalizar los incumplimientos con el cierre de aquellos pozos petroleros que se comprobaba que estuviesen quemando y venteando gas. Sin embargo, la alta dependencia de los ingresos petroleros, los intereses privados y la política de cumplimiento de cuotas de la OPEP, restó efectividad a la medida. Cabe destacar que, el Estado, como propietario del recurso y regulador, ante un entorno poco favorable para el máximo aprovechamiento del recurso, puede tomar la decisión de cerrar pozos productores de gas, manteniendo el nivel de reservas recuperables para su explotación futura, no obstante, en el caso del gas asociado, no es tan sencillo pues significaría el cierre de la producción de petróleo, usualmente de mayor valor.

Actualmente, la principal normativa en materia de gas la representa la Ley de Hidrocarburos Gaseosos, promulgada en el año 1999, en la cual, entre otras cosas, se establecieron el carácter de utilidad pública y servicio público, y por lo tanto su administración se convirtió en un objeto fundamental de las políticas públicas tendientes a garantizar el bienestar del colectivo.

En la última década, se implementó la política de no autorizar exportaciones de gas, hasta tanto esté satisfecho el consumo nacional. La medida impidió que se apalancaran las inversiones con las ventas del gas a precios internacionales. Como acción de mitigación, el Estado compra el gas a las empresas a precios de costo marginal de largo plazo, y subsidia el consumo interno, asumiendo el peso económico del diferencial.

En Venezuela, la producción total de gas asociado paga regalías en boca de pozo independientemente de que parte de ese gas es quemado y venteado, sin embargo, al ser estimadas a precios del mercado local, los montos son tan bajos que no representan el suficiente estímulo para el aprovechamiento del dicho gas. Los operadores pueden procesar y comercializar el gas asociado conjuntamente con PDVSA (la Empresa del Estado), sujeto a la aprobación de un plan de desarrollo y negociación de un Acuerdo. La utilización del gas asociado en operaciones, su reinyección o su bombeo, requieren la autorización del Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería.

En caso de requerir permisos para quemar el gas que no puede comercializarse, éstos deben ser tramitados ante el Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales Renovables (MARNR) el cual establece condiciones caso por caso, de conformidad con el Decreto No. 2.225 / 1992, el Decreto No. 638 / 1995 (normas sobre Calidad del Aire y Contaminación Atmosférica) y el Decreto Nº 883 / 1995. El Decreto Nº 638 / 1995 establece límites de calidad del aire y niveles de emisiones para los principales contaminantes orgánicos e inorgánicos tanto de fuentes fijas como móviles y se aplica a todas las fuentes de emisiones atmosféricas.

Al respecto, más que el desarrollo de políticas y regulaciones directas para reducir la quema y venteo de gas, el Estado ha intentado desarrollar el mercado nacional y regional como estrategia para impulsar el uso y aprovechamiento del gas natural. Un ejemplo nacional, fue el intento de implementar la política de uso del gas natural vehicular, que no prosperó frente a los bajos precios internos subsidiados de la gasolina.

En el ámbito internacional, se promovieron acuerdos de cooperación con otros productores como: Bolivia, Perú, Trinidad y Tobago, entre otros, de los que surgieron las siguientes iniciativas: Petrosur, Petrocaribe y Petroandina, así como el Gasoducto del Sur, a los fines de desarrollar un mercado gasífero regional interconectado que permitiera sustituir combustibles líquidos por gas natural en la región, sin embargo, las dificultades de lograr acuerdos han convertido en infructuosos esos intentos.

En Venezuela, la utilización del gas asociado en operaciones, su reinyección su bombeo, requiere la autorización del Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería

2. MAGNITUD DE LAS PRÁCTICAS DE QUEMA Y VENTEO DE GAS ASOCIADO

Este aspecto es importante, porque los volúmenes de gas quemados y venteados reportados suelen ser difíciles de precisar.[5] Estas incertidumbres en la magnitud del gas quemado y venteado necesitan ser resueltos para entender la dimensión del problema y el impacto en los costos y programas de inversión, tanto del gas desperdiciado, como de la oferta total de gas.

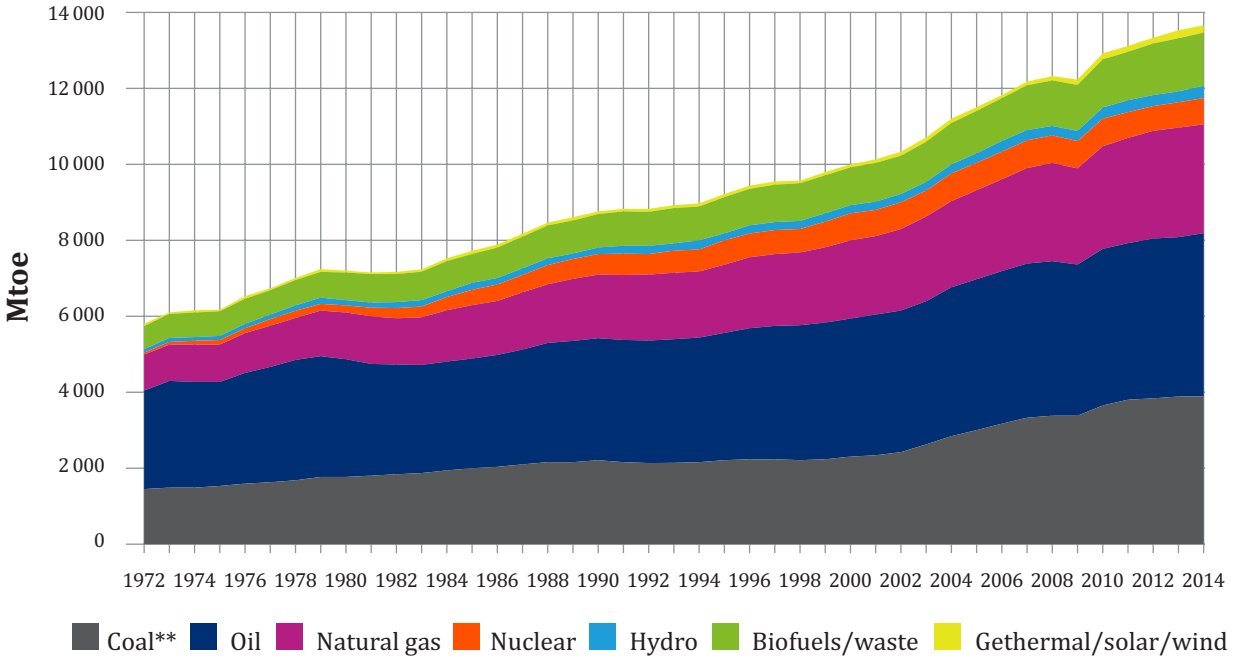
2.1 Magnitud Volumétrica

2.1.1 Panorama Mundial

El gas natural ocupa la tercera posición como fuente de energía primaria a nivel mundial, tal y como se observa en la Figura 5. Es evidente el incremento de la participación del gas en la oferta energética mundial, si se compara el 16% del año 1972 con el 21,2% del año 2014.

5 El NOAA National Geophysical Data Center (NGDC) ha hecho significativas mejoras en la detección de las actividades de quema y estimaciones de los volúmenes de gas venteado en años recientes.

Figura 5. Oferta mundial de energía primaria

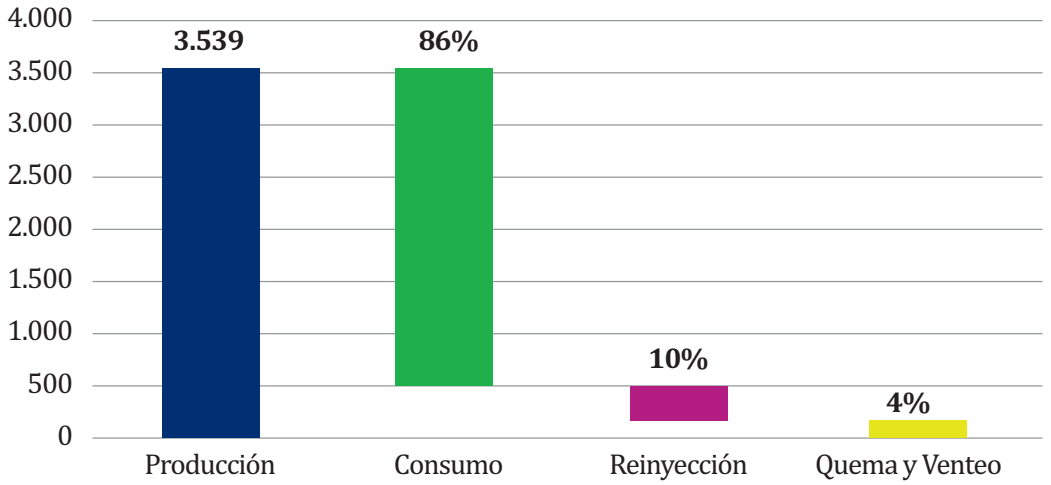


* Excluding electricity trade. ** In this graph, peat and oil shade are aggregated with coal, when relevant.

Fuente: International Energy Agency (IEA) (2017)

Las cifras del año 2015 muestran una producción mundial del gas natural (libre y asociado) cercana a los 3.538,6 billones de metros cúbicos (MMMm3) (BP, 2015), de los cuales, según la Agencia Internacional de la Energía (en inglés International Energy Agency, IEA), 86% fueron consumidos, 10% fueron reinyectados y 4% se quemaron y ventearon aproximadamente (ver Figura 6).

Figura 6. Balance Mundial de Gas Natural. Año 2015 (Billones de metros cúbicos, MMM m^3)

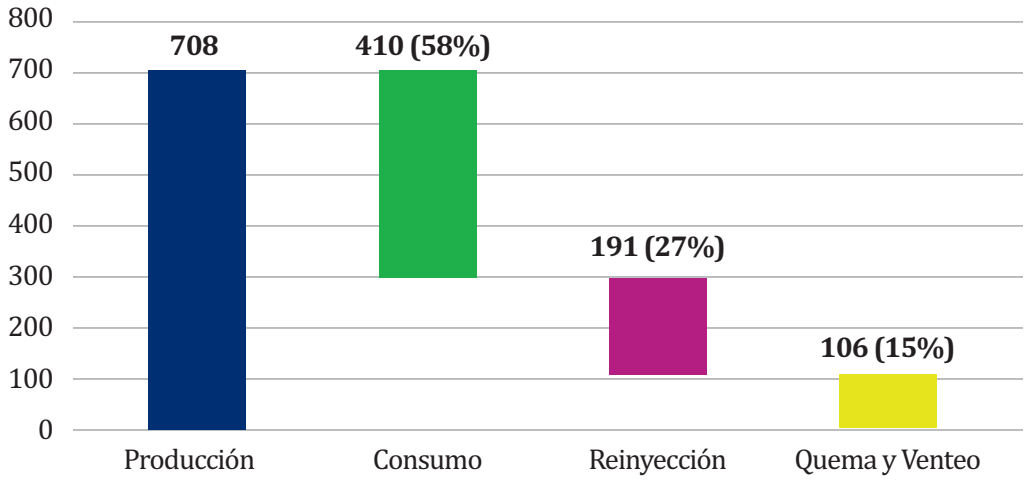


Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2015, IEA World Balances 2015, Cálculos Propios.

Un volumen de gas quemado y venteado de 147 MMMm^3, representa el 4% del total del gas producido en el año 2015, lo cual es verdaderamente significativo si se toma en consideración que, de acuerdo a las cifras de BP del año 2015, el consumo total de gas de Sur y Centro América fue 5% del gas producido a nivel mundial en el 2015 y que, tal y como lo señala el Banco Mundial, esta cantidad de gas quemado y venteado globalmente sería suficiente para generar 750.000 millones de KWh de electricidad, más que el consumo anual de electricidad del continente africano actualmente. Para contextualizar aún más estos volúmenes, la GGFR señala que el gas quemado y venteado anualmente: "equivale a una cuarta parte de todo el consumo de gas de Estados Unidos en un año; 30% del consumo anual de gas de la Unión Europea y 75% de las exportaciones de gas de Rusia" (*The World Bank*/GGFR, 2007, p.1).

Ahora bien, la relación entre la producción petrolera y del gas asociado quemado y/o venteado merece especial atención. Si bien es difícil obtener los datos de producción de gas asociado, el Banco Mundial calcula que cerca del 20% del gas producido está asociado al petróleo, de los cuales estiman que el 15% fue quemado o venteado, el 58% se reinyectó y el 27% se utilizó (EIA). Los resultados se observan en la Figura 7.

Figura 7. Balance Mundial de Gas Natural Asociado. Año 2015 (Billones de metros cúbicos, MMM m^3)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2015, IEA World Balances 2015. Cálculos Propios.

La comparación entre las figuras 6 y 7, nos permite observar que los 106 MMMm^3 de gas natural asociado quemado y/o venteado, representan el 72% del total quemado y venteado en el mundo.

Un análisis de las cifras por país, revela que ocho países, a saber: Rusia (21 MMMm^3/año), Irak (16 MMMm^3/año), Irán (12 MMMm^3/año), Estados Unidos (12 MMMm^3/año), Venezuela (9 MMMm^3/año), Argelia (9 MMMm^3/año), Nigeria (8 MMMm^3/año) y México (5 MMMm^3/año), fueron los responsables de más del 60% de la quema y venteo de gas en el mundo en el año 2015 (ver Figura 8), todos con una fuerte intensidad en producción petrolera (ver Figura 9) (*National Oceanic and Atmospheric Administration*, NOAA, como se citó en GECF, 2017).

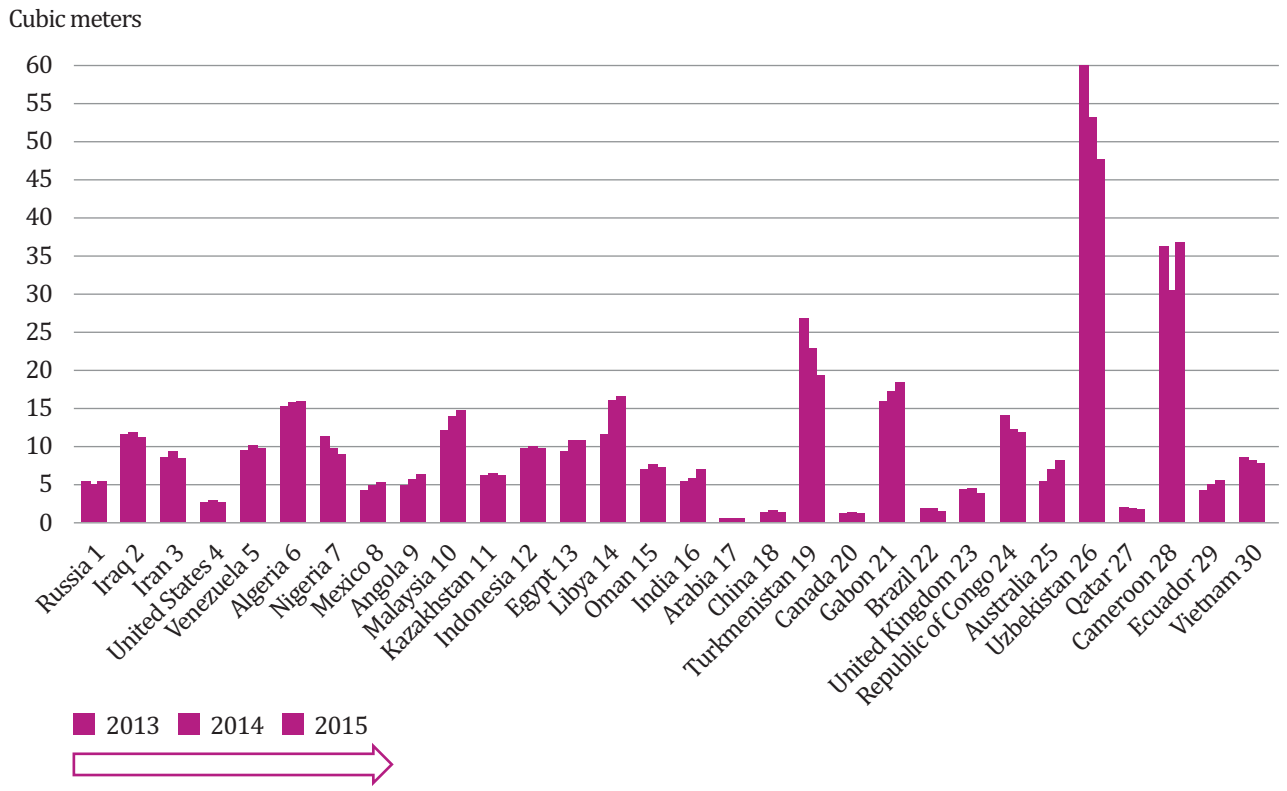
Figura 8. Top 30 de los países con mayores volúmenes de quema y venteo (2013 – 2015) (Billón de metros cúbicos, MMMm^3)

		2013 bcm	2014 bcm	2015 bcm	2013-15 change
1	Russia	21.1	19.7	21.2	0.1
2	Iraq	13.3	14.0	16.2	2.9
3	Iran	11.1	12.2	12.1	1.0
4	United States	9.2	11.3	11.9	2.7
5	Venezuela	9.3	10.0	9.3	0.1
6	Algeria	8.2	8.7	9.1	0.9
7	Nigeria	9.3	8.4	7.7	-1.7
8	Mexico	4.3	4.9	5.0	0.7
9	Angola	3.2	3.5	4.2	1.0
10	Malaysia	2.8	3.4	3.7	0.9
11	Kazakhstan	3.8	3.9	3.7	-0.1
12	Indonesia	3.1	3.1	2.9	-0.2
13	Egypt	2.4	2.8	2.8	0.4
14	Libya	4.1	2.9	2.6	-1.5
15	Oman	2.4	2.6	2.4	0.1
16	India	1.7	1.9	2.2	0.5
17	Saudi Arabia	2.0	1.9	2.2	0.2
18	China	1.9	2.1	2.1	0.2
19	Turkmenistan	2.3	2.0	1.8	-0.4
20	Canada	1.5	2.1	1.8	0.3
21	Gabon	1.4	1.5	1.6	0.2
22	Brazil	1.3	1.5	1.3	0.0
23	United Kingdom	1.4	1.3	1.3	0.0
24	Republic of Congo	1.4	1.3	1.2	-0.3
25	Australia	0.8	1.1	1.1	0.3
26	Uzbekistan	1.5	1.3	1.1	-0.4
27	Qatar	1.4	1.3	1.1	-0.3
28	Cameroon	0.8	0.9	1.1	0.3
29	Ecuador	0.8	1.0	1.1	0.3
30	Vietnam	1.1	1.1	1.0	-0.1
	Global total	**140.8**	**145.3**	**147.3**	**6.5**

Fuente: GGFR (2017) Gas flaring data.

La evolución del volumen de gas quemado y venteado fue 140,8 MMMm^3 en 2013, 145,3 MMMm^3 en 2014 y 147,3 MMMm^3 en 2015. La reversión en la tendencia bajista de estas prácticas en los últimos cinco años se atribuye principalmente al crecimiento de la producción de petróleo, en particular en Iraq y Estados Unidos, lo que deja muy claro que aún hay mucho por aprender y mejorar (GGFR, 2016).

Figura 9. Top 30 de los países con mayor intensidad de quema y venteo - Metros cúbicos de gas quemado y/o venteado por barril producido (2013 – 2015).



Fuente: GGFR (2017), Gas flaring data.

Considerando la intensidad de quema y venteo, el orden cambia quedando como sigue: Uzbekistán, Camerún, Turkmenistán, Gabón, Libia, Argelia, Malasia y República del Congo.

En cuanto a los países seleccionados, a continuación, se hace un breve análisis de la magnitud de los volúmenes de gas quemados y venteados.

2.1.2 Ecuador

En Ecuador, el volumen de oferta de gas no es muy significativo frente a otras fuentes de energía, representando apenas un 2% (ocupando el tercer lugar, luego del petróleo y la energía hidroeléctrica) del total nacional.

De acuerdo al Balance Energético Nacional 2014 del Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos, la producción total de Gas Natural en Ecuador en el año 2013 fue de 156 millones de pies cúbicos diarios, de los cuales, el 28% correspondió a gas libre y el restante 72% al gas asociado. De los 112,44 MMPCD de gas asociado producido, se aprovecha un promedio estimado de 53 MMPCD, mientras que cerca de 59,5 MMPCD del gas asociado se quema y ventea. Ecuador quema y ventea, cerca de 5m^3 de gas natural por cada barril producido.

2.1.3 México

En México, la oferta energética se encuentra dominada por el petróleo con un 70% de parti-

cipación, mientras que, en segundo lugar, se encuentra el gas natural con un 18% de importancia. Cabe destacar que, del total de gas natural producido, el 73% es gas asociado y que en los últimos 6 años (2010 - 2016), de acuerdo con los datos publicados por PEMEX (2017), se ha incrementado 186% el volumen de gas natural quemado y venteado México, lo que lo ha llevado a ocupar el 8vo lugar en el mundo, además de mostrar una quema y venteo de gas de 5 m^3 por cada barril producido.

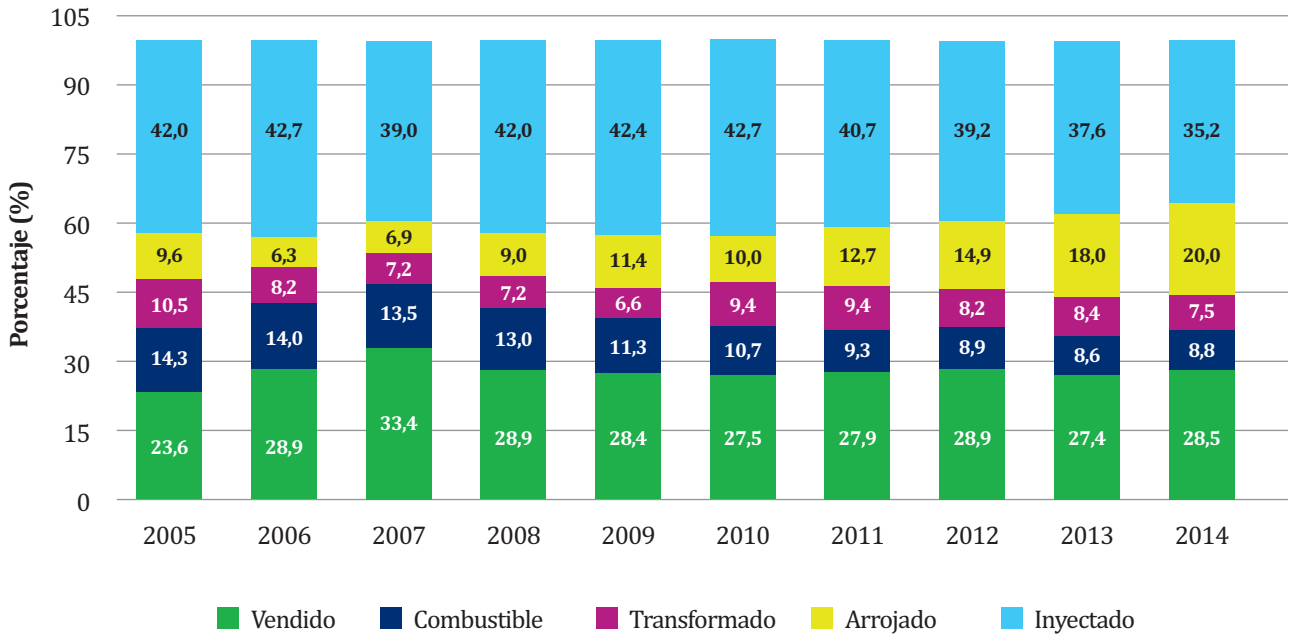
En 2013, PEMEX envió a la atmósfera 123 MMPCD de gas natural, lo cual representó el mínimo nivel en su historia reciente, pero entre enero – septiembre de 2016 el volumen creció a 543 MMPCD, un incremento de más del 300%. Este volumen desperdiciado equivale justamente a la cantidad de gas natural que México compró en el extranjero en 2010, cuando alcanzó los 535,8 MMPCD (Azarate, 2015).

2.1.4 Venezuela

En Venezuela, el petróleo representa cerca del 85% como fuente energética primaria, mientras que en segundo lugar el gas alcanza aproximadamente un 10%. Cabe destacar que el volumen de gas asociado representa aproximadamente el 80% de la producción total de gas. Con una producción de gas cercana a los 73 $MMMm^3$, un 35% es reinyectado, un 20% es desperdiciado a través de la quema y venteo, un 7,5% es transformado, 8,8 % es utilizado como combustible y el restante 28,5% es vendido al mercado interno (Ver Figura 10).

Es importante destacar que, el 90% del volumen de gas quemado y venteado, está asociado al petróleo, y que Venezuela quema y ventea 10 m^3 de gas asociado por cada barril producido (GGFR).

Figura 10. Producción y Distribución de Gas Natural Asociado y No asociado en Venezuela



Fuente: Petróleo y Otros Datos Estadísticos (PODE), 2015 y cálculos propios.

Nota: Cabe destacar que el 80% del gas es asociado y la tendencia observada en el gráfico obedece fundamentalmente a su uso y destino.

2.2 Magnitud Económica (costo – beneficio, costo de oportunidad)

Considerando que una de las principales justificaciones de la quema y venteo es la no rentabilidad económica (no recuperación de las inversiones, ni obtención de ganancia por ello), a continuación, se realizará un breve análisis del costo – beneficio de recuperar el gas natural quemado y venteado, con una visión del costo de oportunidad del gas natural.

Los cálculos base provienen de la iniciativa "*Zero Routine Flaring by 2030*" de la GGFR, cuyo propósito es:

> Reducir la quema de rutina que ocurre durante la producción normal de petróleo, en ausencia de instalaciones suficientes para utilizar el gas en el sitio o enviarlo a un mercado, o cuando la geología no permite la reinyección. El ejemplo típico de esta Iniciativa es la combustión continua a largo plazo para la eliminación de gases donde no existe un mercado de gas o capacidad de inyección (GCFR, sección Q&A).

Al respecto hay dos premisas fundamentales tomadas textualmente de la GGFR, una relacionada con los costos de eliminar la quema antes del 2030, y la otra, sobre los posibles ingresos obtenidos de la comercialización del gas recuperado y aprovechado como se detalla a continuación:

1. De los Costos: Los estudios sobre los costos potenciales de la reducción de la quema indican un rango muy amplio en el costo de capital unitario[6] de mitigar la quema. Los estudios de Irak, Rusia y Nigeria, aunque muy pocos, indican un costo de capital unitario promedio (costo de instalar la infraestructura para recuperar 1 PC de gas quemado por día) de alrededor de 6 - 9 US$/PCD (85 - 125 US$/tCO_2/día) para proyectos en tierra. El costo de eliminar la extracción en alta mar es generalmente significativamente mayor. Esto implica un costo potencial de más de 100 mil millones de US$ para eliminar el gas quemado actualmente.

2. De los ingresos: En relación a los ingresos provenientes de la utilización del gas, la GGFR utiliza como valor de referencia del gas al precio de Henry Hub en los EE.UU. cercano a los 4 US$/MMBtu, el cual, multiplicado por los 145 mil millones de metros cúbicos que se queman cada año sería un valor de alrededor de 20 mil millones de US$. Sin embargo, si consideráramos un precio de costo de oportunidad estimado como un promedio del precio del diésel y el fuel oil, es decir de 12 US$/MMBtu, el monto de ingresos se triplicaría a cerca de 60 mil millones de US$. Lo anterior asumiendo que: 1) El gas es mayoritariamente metano, sin considerar la posible quema y/o venteo de cantidades significativas de líquidos de gas natural (LGN), de gran valor de mercado, 2) el valor estimado anterior no toma en cuenta el costo de transporte y distribución del gas asociado a algún mercado y 3) los precios del gas en otros mercados, como en Europa y Asia, son más altos.

Basándonos en lo anterior, se harán a continuación los cálculos referentes a los costos de inversión en recuperar el gas, así como de la cantidad de dinero (potenciales ingresos) que actualmente es arrojada a la atmósfera por causa de la quema y venteo. Para dimensionar los mismos, se presenta la proporción de dichos montos con respecto a las reservas internacionales de cada país (Ver Figura 11).

6 Los costos que se analizarán en esta sección se refieren a los Costos de Capital de implementar un proyecto de recuperación del gas quemado y venteado, es decir, no incluyen los costos variables (operativos, fiscales y de funcionamiento), ni la infraestructura para la transformación, transporte, distribución o uso in situ del gas recuperado. Los costos de capital son aquellos en los que se incurre una sola vez al inicio del proyecto, por ejemplo, el costo de instalación único de una planta, después del cual sólo habrá costos operativos o de funcionamiento recurrentes. http://www.businessdictionary.com/definition/capital-cost.html.

Figura 11. Magnitud Económica (costo–beneficio, costo de oportunidad) de la quema y venteo de gas.

País	Volumen de Gas Natural Quemado y Venteado	Costos de recuperación de Gas	Costos de recuperación de Gas	Ingresos por la recuperación del gas a precio de HH	Ingresos por la recuperación del gas a precio de costo de oportunidad	Ingresos por la recuperación de Gas
	MMMm_3/año	MMUS$	% de RI*	MMUS$	MMUS$	% de RI*
Ecuador	1,1	798	17%	157	471	10%
México	5,0	3.627	2%	714	2.143	1%
Venezuela	9,3	6.746	61%	1.329	3.986	36%
Mundo	145,0	105.175		20.714	62.143	

*RI= Reservas Internacionales. Equivalentes a 4.563 MMUS$ para Ecuador (julio 2015), 177.597 MMUS$ para México (diciembre 2015) y 10.977 MMUS$ (diciembre 2016) para Venezuela.

Fuentes: GGFR, Banco de México, Banco Central de Venezuela, Banco Central de Ecuador y cálculos propios.

PREMISAS:

Costo de capital unitario diario de mitigar la quema: 7,5 US$/PCD[7]

Valor de referencia del gas al precio de Henry Hub en EE.UU.: 4 US$/MMBtu[8]

Valor estimado promedio del costo de oportunidad (diésel y fuel oil): 12 US$/MMBtu[9]

7 Es el resultado de promediar los 6 - 9 US $/PCD del rango de costos estimados por el GGFR

8 Solo como referencia utilizando el valor promedio que toma la GGRF, aunque actualmente el precio se encuentre en promedio cercano a los 3 US$/MMBTU.

9 Como se mencionó anteriormente, se considera como costo de oportunidad de los volúmenes de gas quemados y venteados de gas, el valor de los productos petrolíferos como el diésel y el *fuel oil* que deben ser utilizados para cubrir el déficit del gas, principalmente en el sector eléctrico y cambian sustancialmente los resultados de la evaluación, triplicando los ingresos y apalancando buena parte de las inversiones.

De acuerdo con este análisis, Ecuador quema y ventea 1,1 MMMm^3 al año, equivalentes a 106,38 MMPCD, los cuales, multiplicados por los costos unitarios estimados (7,5 US$/PCD), indican que la inversión requerida para eliminar la quema y venteo de gas sería de 798 MM$ o un 17% de las reservas internacionales de Ecuador (en julio de 2015). Para estimar el monto de inversión real, habría que descontarles a estos costos, los ingresos provenientes de la comercialización de ese gas que se encontrarían entre 157 y 471 MMUS$ dependiendo del precio de referencia, Henry Hub o costo de oportunidad respectivamente. Como resultado se observa que la comercialización del gas no es suficiente para cubrir la totalidad de la inversión, sin embargo, se podría financiar más del 50% del proyecto al costo de oportunidad.

En el caso de México, se queman y ventean 5 MMMm^3 al año, aproximadamente 483,56 MMPCD, que multiplicados por los costos unitarios estimados (7,5 US$/PCD), indican que la inversión requerida para eliminar la quema y venteo de gas sería de 3.627 MM$. Para hacerlo comparativo y dimensionarlo con respecto a la realidad del país, se estimó el monto de inversión como porcentaje de las reservas internacionales, correspondiendo a un 2% de las reservas internacionales (en diciembre de 2015). Los ingresos provenientes de la comercialización de ese gas recuperado que se encontrarían entre 714 y 2.143 MMUS$ dependiendo del precio de referencia, Henry Hub o costo de oportunidad, respectivamente. Nuevamente, la comercialización del gas no es suficiente para cubrir la totalidad de la inversión, sin embargo, contribuye a autofinanciar al menos el 50% de los proyectos, utilizando el valor del costo de oportunidad.

Finalmente, el caso de Venezuela, donde se queman y ventean 9,3 MMMm^3 al año, equivalentes a 899,42 MMPCD, los cuales, multiplicados por los costos unitarios estimados 7,5 US$/PCD, indican que la inversión requerida para eliminar la quema y venteo de gas sería de 6.746 MM$, un 61% de las reservas internacionales (en diciembre de 2016). Los ingresos provenientes de la comercialización de ese gas recuperado se encontrarían entre 1.329 y 3.986 MMUS$ dependiendo del precio de referencia, Henry Hub o costo de oportunidad, respectivamente. Considerando el ingreso a costo de oportunidad, la inversión que debería ser financiada con otras fuentes serían 2.760 MMUS$ un 36% de las reservas internacionales.

Teniendo en cuenta el análisis realizado, se concluye que el 50% de las inversiones iniciales de capital, requeridas una sola vez, para desarrollar la infraestructura necesaria para recuperar el gas que se quema y ventea, podrían ser cubiertas o autofinanciadas con la comercialización del volumen de gas natural recuperado, a precios de costo de oportunidad. Tal y como se mencionó anteriormente, existen mecanismos de financiamiento para el restante 50% de inversión de capital como, por ejemplo, los vinculados a tratados internacionales como el Protocolo de Kioto y el Acuerdo de París, que serían pagados con la venta continua del gas recuperado, contribuyendo al saneamiento del ambiente, así como a la seguridad energética de los países.

2. 2 Magnitud Ambiental

Cada metro cúbico de gas asociado deriva en cerca de 2,5 kilogramos de emisiones de CO_2. Lo anterior, suponiendo una eficiencia ideal de combustión del 98% (es decir, aproximadamente 2% de gas no quemado que termina venteado a la atmósfera), pues funcionando menos eficientemente, pueden quemar tan poco como 60-70% del gas. Este cálculo, no considera otros componentes del gas (GCFR, sección Q&A).

Entonces, si consideramos los actuales volúmenes mundiales de quema y venteo de gas, equivalentes a 145 MMMm^3, esto da como resultado unos 363 millones de toneladas anuales de emisiones de CO_2.

Figura 12. Magnitud Ambiental de las prácticas de quema y venteo de gas asociado

País	Volumen de Gas Natural Quemado y Venteado	Emisiones de CO_2
	MMMm$_3$/año	MMTON/año
Ecuador	1,1	3
México	5,0	13
Venezuela	9,3	23
Mundo	145,0	363

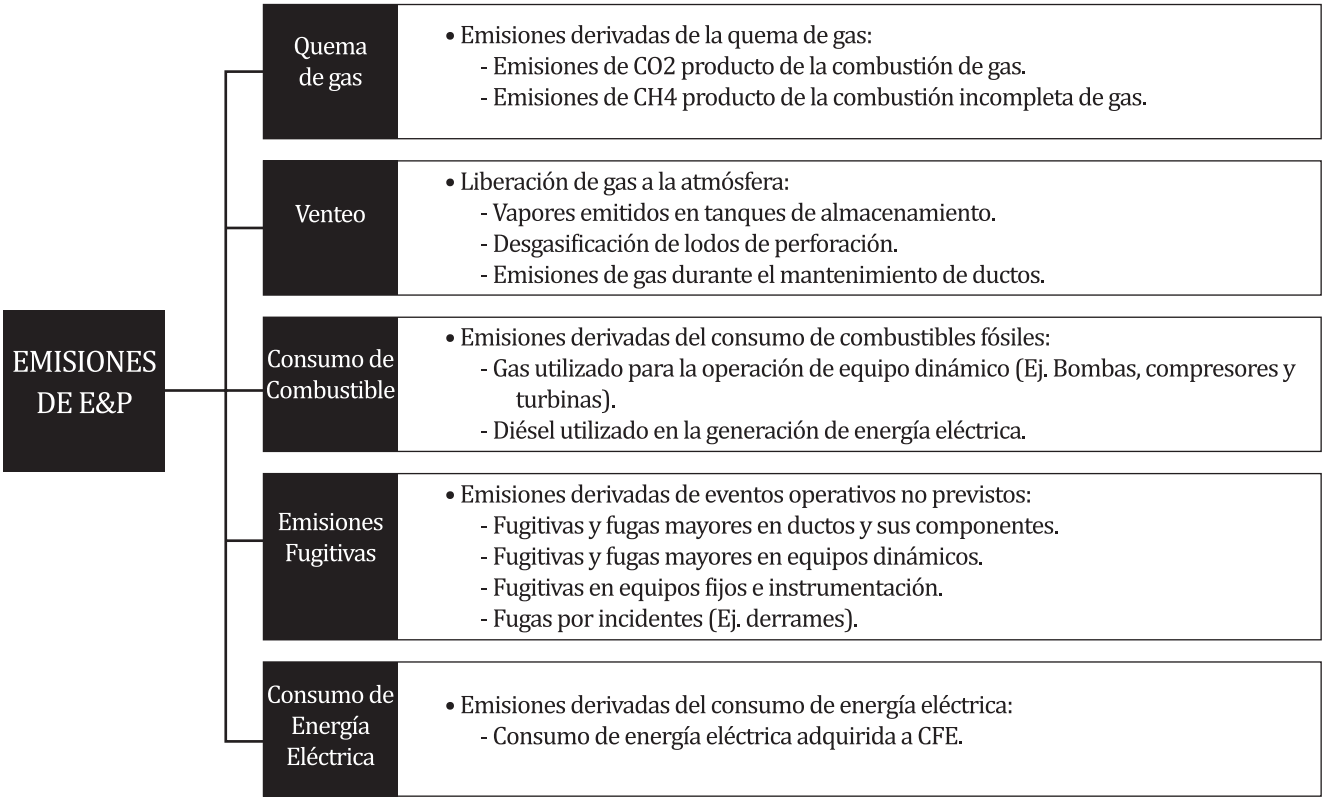
Fuente: GGFR y Cálculos Propios.

Como se puede observar en la Figura 12, el CO_2 emitido a la atmósfera por Ecuador, México y Venezuela, como consecuencia de la quema y venteo de gas natural representa 1%, 3% y 6% del total de emisiones mundiales, respectivamente.

Se considera que estas prácticas contribuyen a las emisiones de gases de efecto de invernadero y resultan además en la pérdida de un valioso recurso energético. En este sentido, y como se ha mencionado anteriormente, es necesario realizar inversiones en infraestructura para reducir al mínimo la quema y el venteo de gas, las cuales, debido a los precios internos del gas, son cuesta arriba realizar.

Al respecto, actualmente es posible financiar proyectos de inversión en infraestructura para la recuperación del gas venteado y/o quemado, en el marco del protocolo de Kioto y el Acuerdo de París, dado que estas iniciativas son catalogadas como proyectos de disminución de gases de efecto invernaderos (GEI) (Ver Figura 13).

Figura 13. Fuentes de emisión de GEI en operaciones de exploración y producción (E&P)



Fuente: PEMEX (2010-2011). Taller de medición de quema, venteo y emisiones fugitivas de gas: Estrategia de mitigación de emisiones de gases efecto invernadero

Además, una vez reducidos los gases, se podrían vender bonos de carbono en el mercado y recibir ingresos adicionales por ello (lógicamente esto requiere de un profundo estudio para validar su factibilidad política, legal y económica).

Es importante mencionar nuevamente, que el Protocolo de Kioto estará vigente hasta el 2020 y, es posible que, en el Acuerdo de París alcanzado durante la COP21[10] y que entrará en vigencia a partir del 2018, estos mecanismos sean reestructurados, cambien las condiciones actuales, o sean reemplazados por otros. A pesar de lo anterior, vale la pena revisar las condiciones actuales, bajo las cuales el Protocolo de Kioto facilita financiamiento y que podría aplicar a proyectos de recuperación de gas natural asociado quemado y venteado.

De acuerdo a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (en inglés United Nations Framework Convention on Climate Change, UNFCCC), el Protocolo de Kioto cuenta con medidas para contribuir a lograr los objetivos individuales de reducción de emisión de GEI, dependiendo del grado de desarrollo del país (UNFCCC, 2014). La medida aplicable a los países en desarrollo como Ecuador, México y Venezuela corresponde al Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), establecido en el Artículo 12 del Protocolo de Kioto.

10 21va Conferencia de las Partes (COP) de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC)

Este de mecanismo se basa en el reconocimiento de que los costes varían de región a región mientras que el efecto para la atmósfera de la reducción de las emisiones beneficia a todos, independientemente de donde se tome la acción. En este sentido, se promueve la inversión de países desarrollados en otros países con la finalidad de reducir emisiones de gases de efecto invernadero de manera rentable.

En mayor detalle, el MDL es un marco aplicable a los proyectos entre los países industrializados y los países en desarrollo. Consiste en que uno o varios países industrializados proporcione transferencia de tecnologías o inversión para reducir las emisiones de GEI en el país en desarrollo llamado anfitrión, y reciba a cambio el crédito de carbono (Reducción de Emisiones Certificadas, CERs) generado de las actividades. Los CERs pueden ser usados para lograr el objetivo de reducción de emisión al país inversor (el derecho de emisión del país se incrementará).

Sin embargo, no todos los países, ni cualquier proyecto, se consideran elegibles para acceder al MDL, por el contrario, se deben cumplir con las condiciones definidas en el artículo 12 párrafo 5 del Protocolo de Kioto (Naciones Unidas, 1998) y que se detallan a continuación:

- Participación voluntaria aprobada por cada parte involucrada;

- Beneficios reales y apreciables a largo plazo, relacionados a la mitigación del cambio climático;

- Reducción certificada de emisiones adicionales a cualquiera que ocurriría en la ausencia del proyecto.

- Además, los proyectos MDL deben contribuir a mejorar el "desarrollo sostenible" en países anfitriones.

3. MEJORES PRÁCTICAS REGULATORIAS REFERENTES A NIVEL MUNDIAL

Luego de analizar la situación económica y ambiental específica de los países seleccionados, la última parte de este documento se centrará en algunos ejemplos de los resultados de la implementación de las mejores prácticas regulatorias a nivel mundial que han contribuido a la reducción de la quema y venteo de gas y pudieran ser aplicadas en el contexto latinoamericano.

a. Noruega: Redujo sustancialmente sus índices de venteo, emisiones fugitivas y quema de gas a través de esquemas regulatorios incrementales, el reconocimiento de la pérdida económica que implican estas prácticas, y una cercana cooperación entre las autoridades y la industria. Algunas de sus regulaciones son:

1972. Decreto Real que regula la práctica de la quema de gas.

1985. Ley de Actividades Petroleras que establece la prohibición del venteo y la quema de gas ya que dilapida un recurso valioso. Una reforma posterior, establece que sólo se permitirá el venteo, en cantidades predefinidas, cuando éste se relacione con la seguridad industrial de la operación. Lo anterior, previa autorización del Ministerio competente.

1991. Adición a la Ley, estableciendo que la contaminación del venteo y quema de gas queda sujeta a regulación económica, con un impuesto especial al CO_2. Este impuesto ha aumentado progresivamente y la tasa es de 0,96 NOK (~ $ 0,16 USD) por metro cúbico estándar de gas y litro de petróleo o condensado a partir del 1 de enero de 2013 y se ha convertido en una herramienta para regular la combustión e incentivar el uso de gas asociado.

1996. Ley de actividades petroleras. Prohíbe la quema, excepto con el permiso del Ministerio: "No se permitirá la quema en exceso de las cantidades necesarias para la seguridad operacional normal a menos que sea aprobada por el Ministerio" (Sección 4.4) (Perrine Toledano, Belinda Archibong, Julia Korosteleva, 2014):

• Se requiere incluir la utilización de gas asociado en el Plan de Desarrollo y Operación, para obtener la aprobación de la autoridad.

• Permisos anuales de quema de gas.

• Evitar el desperdicio de petróleo y energía del yacimiento.

• El venteo no está de acuerdo con el principio de producción de petróleo ambientalmente prudente.

2005. Ley de Comercio de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (modificada en abril de 2011). Implica que la Directiva de Comercio de Derechos de Emisión de la Unión Europea (UE), y las decisiones conexas, aplican a las actividades petroleras noruegas, por lo que están sujetas a derechos de emisión obligatorios, en consonancia con las actividades sujetas a derechos obligatorios en la UE.

La Dirección de Petróleo de Noruega (Norwegian Petroleum Directorate, NPD) monitorea de cerca el desarrollo de los yacimientos de petróleo y gas imponiendo estrictamente las prohibiciones de quema.

De acuerdo a Perrine, Archibong y Korosteleva:

> La aplicación de este marco normativo se ve facilitada por la proximidad a los enormes mercados de gas natural, combinados con una infraestructura de transporte de gasoductos existente que puede acceder a esos mercados. Esto hace que la inversión incremental para monetizar el gas sea mucho menor que en países no ubicados cerca de grandes mercados como los de África. En el contexto de Noruega, la reducción de la quema de gas natural asociado es mucho más fácil y menos costosa de lograr. (2014, p.2).

Aunque la situación descrita en el párrafo anterior difiere de las condiciones de los países en Latinoamérica, las medidas del marco legal de Noruega han sido exitosas en disminuir las prácticas de quema y venteo de gas. Algunas medidas que se recomienda replicar se indican en la Figura 14.

Figura 14. Medidas exitosas orientadas a la disminución de la quema y venteo de gas en Noruega

Enfoque	Operadores	Gobiernos
Medición	• Los operadores que queman y ventean gas asociado durante la fase operacional son responsables de establecer el sistema de control interno para asegurar el cumplimiento, como la obligación de verificar la calibración del sensor cada seis meses. • Los operadores son responsables de mantener un inventario de emisiones con el requisito de someterse a la NPD antes del 1 de marzo de cada año.	• La NPD supervisa los sistemas de control interno de los operadores para verificar que las actividades petroleras se lleven a cabo de acuerdo con los requisitos de las autoridades y los objetivos aceptados por las empresas. • También se observa (audita) la aplicación del equipo que mide la cantidad de gas destinado a la quema y venteo de gas.
Informes	• La empresa operadora que tiene permiso de quemar, debe presentar un informe al Estado, indicando la cantidad de gas quemado diariamente. • Cada seis meses tiene que informar sobre los volúmenes del gas quemado por efectos fiscales.	• Obtención y evaluación de los informes presentados por los operadores de petróleo.

Fuente: Perrine Toledano, Belinda Archibong, Julia Korosteleva (2014). Norway Associated Gas Utilization Study. Traducción realizada por la autora.

b. Canadá. El régimen regulatorio y comercial jugó un rol significativo en el incremento de la utilización del gas asociado en Canadá. Algunas medidas que fueron efectivas y se recomienda implementar son: 1) El gas quemado y venteado es regulado por las provincias, no por el gobierno federal, 2) se establecieron objetivos voluntarios, discutidos con los socios de la industria, a través de La Alianza Estratégica para un Aire Limpio, 3) Establecimiento de metas consensuadas y de manera individual.

Las normas nacionales sobre la quema y venteo de gas se establecen a nivel federal y a nivel local por agencias como el Consejo de Conservación de Recursos Energéticos de Alberta (*Alberta´s Energy Resources Conservation Board*, ERCB) para garantizar el cumplimiento de los objetivos de calidad del aire local. Los reguladores de las provincias de Canadá solicitan reportes de los volúmenes quemados de forma anual y publican los resultados de cada productor de petróleo, aplicando un estricto cumplimiento de las multas y cancelación de licencias en casos de incumplimiento. Alberta también tiene un mercado de gas desregulado, de acceso abierto a la infraestructura y políticas de extensión de regalías, para reducir los niveles de quema y venteo.

El buen desarrollo de la infraestructura de gasoductos y transporte entre Canadá y EE.UU. también ayudó a la distribución del gas asociado a los mercados en Norteamérica. Asimismo, existe un mercado interno sólido para el gas, donde los productores pueden vender gas asociado a compradores minoristas o industriales.

Así, las empresas se comprometieron a reducir el 25% de la quema de gas asociado entre 1996 y 2001 y como resultado se superó la meta al reducir en 50% la quema para el 2001. El aumento de la quema de gas en 2013, particularmente en Alberta, ha sido atribuido a un aumento en la producción de arenas de petróleo pesado y a los bajos precios del gas que hacen no factible el uso de gas asociado.

Algunas de las legislaciones canadienses en la materia son:

• La ley de Protección del Medio Ambiente, que provee directrices y objetivos cualitativos en materia de protección ambiental, atendiendo a las exigencias de las jurisdicciones locales.

• En Alberta, se establecieron concentraciones máximas de agua (H_2O), dióxido de azufre (SO_2), dióxido de nitrógeno (NO_2) y monóxido de carbono (CO), sin que dicha regulación ignorara los requerimientos propios de la industria petrolera. El Consejo de Energía y Rentabilidad de la EUB en Alberta participa en el proceso de definición de estos umbrales.

• La regulación promueve además la colaboración de instituciones públicas y privadas, a los efectos de obtener el mayor valor económico posible de la quema y el venteo de gas.

• A partir de 1998, el Ministro de Energía anunció un programa de exenciones de regalías sobre el gas asociado como un incentivo adicional para la conservación de gas asociado (Perrine, Archibong y Korosteleva, 2014, p.6); el cual incluye:

- La renuncia por 10 años a las regalías, independientemente del uso final del gas natural asociado.

- Las compañías están exentas de regalías, si se comprueba que la producción se vuelve antieconómica debido al cobro de las mismas.

- Cualquier gas destinado a la generación eléctrica está exento de regalías.

c. Otros países. La breve descripción de las experiencias de varios países en materia de incentivos fiscales y medidas punitivas (Ver Figura 15) nos permite concluir que una mezcla de ambas estrategias, y su correcta aplicación, es la mejor práctica regulatoria recomendada para promover la disminución de las prácticas de quema y venteo de gas.

De igual forma, se sugiere que estas acciones, estén acompañadas de algunas reformas institucionales necesarias para incentivar la utilización de gas natural asociado.

El costo de oportunidad del gas quemado y venteado en términos económicos, sociales y ambientales son un estímulo lo suficientemente importante como para que los Estados y Organizaciones Internacionales promuevan y provean las condiciones necesarias para la disminución de estas prácticas.

Figura 15. Incentivos fiscales y medidas punitivas aplicadas en el mundo

Ejemplos de Incentivos Fiscales	Marco de Penalización
1. Disminución de las tasas de regalías (por ejemplo: Nigeria, Túnez, Vietnam); 2. Techos y/o participaciones en beneficios más elevados para la recuperación de los gastos (por ejemplo: Egipto, Indonesia, Malasia); 3. Tasas impositivas más bajas (por ejemplo: Nigeria, Túnez, Papua Nueva Guinea); 4. Reducción de los impuestos existentes sobre el petróleo (por ejemplo: Trinidad y Tobago con el Impuesto adicional sobre el petróleo); 5. Calificar el proyecto APG como Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), que permite a la compañía obtener créditos de carbono bajo un sistema de límites y comercio establecido en ciertos países / regiones tras la ratificación del Protocolo de Kyoto.	Las sanciones suelen adoptar la forma de una multa impuesta al gas quemado o venteado. Existen 2 condiciones importantes adoptar una política de penalización para abordar eficazmente la quema y venteo: **1. Alto Nivel:** El nivel de penalidad debe ser lo suficientemente alto para que las opciones de utilización sean más atractivas que el pago. • Impuesto sobre el carbono - fija un precio por unidad de emisión - fácil de administrar y flexible para el contaminador (invertirá en la reducción de la quema hasta el punto en que el costo de reducir una unidad más de emisiones sea igual al impuesto por unidad de emisiones). **2. Marco reglamentario establecido:** La presencia de un órgano regulador fuerte e independiente es necesario para medir e informar los requisitos, monitorear los volúmenes de quema y venteo, hace cumplir las regulaciones e imponer sanciones.

Fuente: Perrine Toledano, Belinda Archibong, Julia Korosteleva (2014). Overview Associated Petroleum Gas (APG). Traducción realizada por la autora.

Figura 16. Reformas Institucionales enfocadas a incentivar el uso de gas asociado

Legislación	• Directrices y normas claras sobre objetivos de utilización de gas. • Multas y sanciones efectivas. • Claridad reglamentaria. • Apoyo a las inversiones en proyectos de gas asociado, centrándose principalmente en regiones con altos niveles de quema y venteo. • Subsidios al gas natural asociado.
Autoridades	• Roles y objetivos claros • Autonomía • Participación • Responsabilidad • Transparencia • Predictabilidad
Aplicación	• Aplicación basada en sanciones escalonadas, incluyendo la revocación de la licencia • Aplicación coherente y no discriminatoria
Mecanismos de mercado que crean medios e incentivos para la comercialización de gas natural asociado. (Precios liberalizados, acceso a redes de terceros regulados, etc.)	

Fuente: ídem.

Finalmente, las regulaciones y acciones para prevenir o mitigar la quema y venteo de gas fueron estudiadas por la EIA y PFC Energy (2007) ofreciendo recomendaciones, similares a las mencionadas de Canadá, Noruega y otros países. A continuación, se ofrece un resumen de las más exitosas, como referencia para los países latinoamericanos. Estas son:

1. Incluir en las licencias y/o permisos de explotación de petróleo otorgados, los requerimientos e infraestructura para el uso del gas asociado (condiciones de uso, disposición y límites específicos de quema y/o venteo de gas).

2. Desarrollar legislaciones específicas para la utilización de gas asociado, que definan las responsabilidades y derechos de las partes, incluyendo la regulación y límites de los niveles de quema y venteo para las agencias gubernamentales y compañías petroleras.

3. Incentivos como, reducción de impuestos o excepciones a compañías que desarrollen tecnologías que reduzcan la quema o venteo.

4. Complementar el punto 3 con multas. Para mejores resultados, se sugiere que sean lo suficientemente altas, además de específicas para la quema y el venteo, pues los impuestos por unidad de gas quemado, en lugar de concentrarse en las emisiones de metano, son más efectivos en desestimular la quema de gas.

5. Requerir el reporte de volúmenes de gas quemado y venteado, de forma regular y pública.

6. Definir claramente responsabilidades a las autoridades locales, regionales o nacionales según corresponda.

7. Desarrollar capacidades de monitoreo y medición por parte de las autoridades competentes en la materia.

8. Acceso abierto responsable a las redes de transporte, distribución y procesamiento de gas, así como libertades para invertir en ellos (bajo la guía y autorización de las autoridades locales).

9. Promover créditos de carbono, bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kioto, como un potencial incentivo financiero que soporte los proyectos de reducción de quema y venteo, hasta tanto se definan los nuevos mecanismos de financiamiento ofrecidos en el marco del Acuerdo de París.

10. Desregular los mercados de gas y combustibles. La ausencia de mercados competitivos para el gas y otros combustibles, retrasan los esfuerzos por valorar el gas a su costo de oportunidad, y en cambio, su bajo valor promueve el uso de este hidrocarburo en la reinyección en campos de petróleo o su quema y venteo.

En cuanto a las mejores prácticas técnicas y operacionales:

1. Adecuado diseño y ciclo de vida de los yacimientos y su proyección.

2. Análisis previo de los efectos de la extracción del gas sobre la recuperación del petróleo vs reinyección.

3. Eficiencia en las instalaciones (diseño, coordinación, normas y estándares) o modernización de las instalaciones existentes y su operación.

4. Pronósticos y programas de quemas rutinarias.

5. Situaciones de quema o venteo que requieren autorización implícita o expresa

6. Quemar o ventear conforme a estándares, establecidos en instructivos o manuales.

7. Mantener seguimiento de responsables, bitácoras, reportes, supervisiones y auditorías.

CONCLUSIONES

Luego del análisis de las prácticas de quema y venteo de gas, tanto en términos generales, como particulares para los casos de Ecuador, México y Venezuela, se puede concluir que:

1. Los países queman y ventean gas debido a que no cuentan con la infraestructura para su uso y aprovechamiento, ni con un marco fiscal y legal que incentive la inversión para desarrollar de dicha infraestructura.

2. Para revertir esta condición es necesario realizar inversiones que, considerando el valor del gas natural en los mercados locales (subsidiados), no resultan económicamente atractivas para las empresas petroleras. Sin embargo, cuando se evalúan los costos de capital versus el ingreso obtenido por la comercialización del gas natural valorizado a costo de oportunidad, cambian los resultados, lo que indica que hay una oportunidad económicamente viable para lograr los objetivos de recuperación del gas quemado y venteado que debe ser estudiada con mayor profundidad.

3. El costo de oportunidad del gas quemado y venteado en términos económicos (costo de los combustibles alternos para cubrir el déficit de gas), sociales (bienestar que brindan a la población los servicios públicos de gas doméstico y electricidad) y ambientales (daños a la presente y futuras generaciones) son un estímulo lo suficientemente importante como para que los Estados y Organizaciones Internacionales promuevan y provean las condiciones necesarias para la disminución de estas prácticas.

4. Los instrumentos que tienen los Estados para disminuir al mínimo las prácticas de quema y venteo de gas asociado son: a) Difundir, promover y facilitar el acceso de las empresas petroleras a asesoría técnica y opciones de financiamiento de los proyectos de infraestructura para el aprovechamiento de los volúmenes de gas asociado y b) Un marco regulatorio apropiado, aceptado y entendido por las partes involucradas, enfocado específicamente en controlar y minimizar las prácticas de quema y venteo de gas asociado.

En cuanto a la asesoría técnico–financiera y los estímulos económicos a los proyectos de infraestructura para el aprovechamiento del gas asociado a continuación, se recomiendan algunas acciones estatales:

1. Promover acuerdos de cooperación con Organizaciones Internacionales para realizar un diagnóstico de las condiciones técnicas de los campos petroleros con gas asociado, por empresa y país, y de la infraestructura disponible para el aprovechamiento del gas asociado. Asimismo, promover el intercambio y la transferencia tecnológica.

2. Conducir alianzas con Organizaciones Internacionales que apoyen con la definición y delimitación de los proyectos necesarios para disminuir al mínimo las prácticas de quema y venteo de gas asociado en cada país, y su factibilidad económica; incluyendo, tanto los costos fijos y variables de las inversiones necesarias para la recuperación del gas natural asociado, como también, los costos fijos y variables de la infraestructura necesaria para la utilización y monetización del gas.

3. Ofrecer a las empresas el retorno/reconocimiento económico por concepto de las externalidades positivas que generen, como por ejemplo: 1) el ahorro de los combustibles alternativos como diésel y fuel oil que sean reemplazados con el gas natural asociado recuperado y 2) la venta de bonos de carbono.

4. Asesorar y respaldar a las empresas en el acceso a créditos frente a instituciones internacionales.

5. Desarrollar un marco fiscal/regulatorio donde se combinen los incentivos fiscales, como la reducción de impuestos o excepciones a compañías que desarrollen proyectos de infraestructura para el aprovechamiento del gas asociado, con medidas punitivas/coercitivas que conviertan la quema y venteo de gas en una actividad costosa.

En relación a la recomendación de un marco normativo específico, de mutuo acuerdo con las empresas, para regular las prácticas de quema y venteo por país, se recomienda que abarque:

1. La obligatoriedad de la medición de los volúmenes de gas quemados y/o venteados, así como la publicación de los mismos como mecanismo de transparencia y responsabilidad.

2. Fijar un límite máximo de volumen de gas natural asociado quemado y venteado permitido.

3. Establecimiento caso a caso, de los límites y lapsos de tiempo transitorios para la implementación de proyectos de infraestructura enfocados en la disminución progresiva de la quema y venteo sostenido de gas natural asociado.

4. Procedimientos para solicitar y notificar excepciones temporales, causas para las cuales aplican (emergencias operacionales o por razones de seguridad) y lapsos de tiempo para implementar los correctivos.

5. Medidas punitivas aplicables en caso de incumplimiento, impuestos por volúmenes de gas quemado y venteado, e incluso suspensión de permisos de explotación.

6. Definición de las autoridades locales, regionales o nacionales que darán seguimiento al cumplimiento de la norma.

Finalmente, se destaca que las Organizaciones Internacionales juegan un rol fundamental en conocer con profundidad la situación de los principales países que presentan esta problemática, difundir los avances e iniciativas exitosas y contribuir en las soluciones, demostrando que la unión de esfuerzos y cooperación internacional son altamente efectivas. En este sentido, las acciones y gestiones gubernamentales serán fundamentales para aprovechar estas iniciativas en pro de apoyar a las empresas petroleras nacionales en el logro de sus objetivos de minimizar los volúmenes de gas quemados y venteados.

REFERENCIAS

Alvarado - Gallegos (2008). Artículo de Difusión. Título: *Captación del gas natural producido en un campo petrolero del oriente ecuatoriano para su utilización como combustible para la generación de energía eléctrica*.

Azarate, E. (2015, 18 de noviembre). *México es deficitario en gas natural… y aun así lo desperdicia*. Recuperado de http://www.forbes.com.mx/mexico-es-deficitario-en-gas-natural-y-aun-aso-lo-desperdicia/#gs.NTbybMI

AVHI (2009). *La industria del Gas en Venezuela*.

Banco Central de Ecuador. Recuperado de https://www.bce.fin.ec/index.php/component/k2/item/761

Banco Central de México. Recuperado de http://www.banxico.org.mx/

Banco Central de Venezuela. Recuperado de http://www.bcv.org.ve/

Björn Pieprzyk, Paula Rojas Hilje (diciembre 2015). Energy Research Architecture (ERA), preparado en nombre de la Association of the German Biofuel Industry (VDB) *Flaring and Venting of Associated Gas Current Developments and Impacts of Marginal Oil*.

British Petroleum (BP) (2015). *Statistical Review of World Energy para 2015*.

Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) (noviembre 2009). *Resolución CNH.06.001/09 por la que la comisión nacional de hidrocarburos da a conocer las disposiciones técnicas para evitar o reducir la quema y el venteo de gas en los trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos*. http://dof.gob.mx/nota_detalle_popup.php?codigo=5122914

Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) (enero 2016). *Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos.* http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5422286&fecha=07/01/2016

ECOPETROL (diciembre, 2014). *Metodología para la identificación y cuantificación de emisiones fugitivas de metano en campos de producción*. Recuperado de http://www.minambiente.gov.co/images/cambioclimatico/pdf/Geses_efecto_invernadero/Gu%C3%ADa_Metano_con_ISBN__pdf.pdf

Energy Information Administration (EIA) (2012). *What are natural gas liquids and how are they used?*. Recuperado de https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=5930

Energy Research Architecture (ERA). (2015). *Flaring and Venting of Associated Petroleum Gas. Current Development and Effects of Marginal Oil.*

Environmental Protection Agency (EPA). *Understanding Global Warming Potentials*. Recuperado de: https://www.epa.gov/ghgemissions/understanding-global-warming-potentials.

Estrada, Javier. (2010) *Disposiciones técnicas para evitar o reducir la quema y el venteo de gas en los trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos*.

GGFR, (2017). *Gas flaring data*. Recuperado de http://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction#7

GGFR. *Global Gas Flaring Reduction Partnership (2013 -15). The new ranking – top 30 flaring countries.* Recuperado de: http://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction#7

GGFR (Global Gas Flaring Reduction Public-Private Partnership). (2002) *Report on Consultations with Stakeholders*. World Bank–GGFR Report 1. Washington, D.C.

GGFR 2004a. *Report 3. Regulation of Associated Gas Flaring and Venting: A Global Overview and Lessons from International Experience.* Washington, D.C.

GGFR 2004b. *Report 4. A Voluntary Standard for Global Gás Flaring and Venting Reduction.* Washington, D.C.

GGFR. "*overview*" de la sección *Global Gas Flaring Reduction Partnership*. Recuperado de http://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction

GGFR *Zero Routine Flaring by 2030*, sección Q&A. Recuperado de http://www.worldbank.org/en/programs/zero-routine-flaring-by-2030#7

GRUPO DEL BANCO MUNDIAL. (2004). *Normas de aplicación voluntaria para la reducción mundial de la quema y venteo de gas*.

International Energy Agency (IEA). (2017). Gráfico: *Energy Production World 1972-2014*. Recuperado de http://www.iea.org/statistics/

International Energy Agency (IEA). (2006a). *World Energy Outlook*, IEA/OECD, Paris

International Energy Agency (IEA). (2006b). *Energy Technology Perspectives – Scenarios and Strategies to 2050*, IEA/OECD, Paris

International Energy Agency (IEA). (2006a). *Natural Gas Market Review*. OECD/IEA, Paris.

International Energy Agency (IEA) (2006b). *Optimising Russian Natural Gas: Reform and Climate Change*, Paris.

Jaime Rodríguez – Arana Muñoz. (2008). *Derecho Administrativo Español*, Tomo I.

JODI Gas World Database (2016). Recuperado de https://www.jodidata.org/gas/

Kelley GTM Manufacturing. Recuperado de http://kelleygtm.com/

Larraga Palacios, A (2011). *Suministro de gas natural, retos y opciones para México. El sitio del sector energético mexicano*. Recuperado de http://energiaadebate.com/suministro-del-gas-natural-retos-y-opciones-para-mexico/

Márquez. M. (1989). *La Industria del Gas Natural en México 1970 – 1985. México: El Colegio de México*. Recuperado de http://revistas.unam.mx/index.php/pde/article/download/35448/32295

Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos. (2014) *Balance Energético Nacional 2014.* Recuperado de http://www.sectoresestrategicos.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2014/11/Balance-Enege%CC%81tico-2014-web.pdf

Ministerio del Ambiente de Ecuador (2015) *NAMA OGE & EE*. Recuperado de https://info.undp.org/docs/pdc/Documents/ECU/NAMA%20OGE.pdf

Naciones Unidas (1998). *Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*. Recuperado de: https://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpspan.pdf

Oportunidades de reducción de venteo y quema de gas. *Encuentro Nacional de Respuestas al Cambio Climático*. INECC. Recuperado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/171776/20160628_mitigacion_PPG_PEMEX_J_Bocanegra.pdf

Organismo de Supervisión de la Inversión en Energía y Minería (ORSINERGMIN). Tomado de http://www2.osinerg.gob.pe/Pagina%20Osinergmin/Gas%20Natural/Contenido/cont_004.htm

PFC Energy. (Diciembre, 2007). *Using Russia's Associated Gas*. Prepared for the Global Gas Flaring Reduction Partnership and the World Bank

PEMEX, *Embajada Britanica de México y CO_2 Solutions. (2013)*. Programa de Reducción de Emisiones (NAMA) en sistemas de procesamiento, transporte y distribución de

gas natural a través de la reducción de emisiones fugitivas. Recuperado de http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Documents/nama_130325.pdf

PEMEX. (2017). Recuperado de http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/IndicadoresPetroleros.aspx

Perrine – Archibong (2014) *México Associated Gas Utilization Study 2014*. Recuperado de http://ccsi.columbia.edu/files/2014/06/Mexico-APG-Utilitzation-Study-July-2016-CCSI.pdf

Perrine - Archibong - Korosteleva (2014). *Overview Associated Petroleum Gas (APG)*. Recuperado de http://ccsi.columbia.edu/files/2014/03/Overview-APG-Utilization-Study-May-2014-CCSI1.pdf

Perrine - Archibong - Korosteleva (2014). *Norway Associated Gas Utilization Study.* Recuperado de http://ccsi.columbia.edu/files/2014/03/Norway-APG-utilization-study-July-2014-CCSI.pdf

Perrine - Archibong - Korosteleva (2014). *Canada Associated Gas Utilization Study.* Recuperado de http://ccsi.columbia.edu/files/2014/06/Canada-APG-utilization-study-July-2014-CCSI.pdf

Petroamazonas EP (Junio 2015). Recuperado de http://www.petroamazonas.gob.ec/avances-en-el-proyecto-de-eficiencia-energetica-de-petroamazonas-ep-se-exponen-en-foro-en-estados-unidos/

Petroamazonas, Ministerio de Hidrocarburos y Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos (2016). *Generando sostenibilidad en el ámbito de la energía no renovable.* Recuperado de http://red-lac-ee.org/wp-content/uploads/2016/03/Presentacion-OGEEE-Espanol-Ejecutiva-Rev-11.pdf

PFC Energy. *Using Russia's Associated Gas*, Report prepared for the Global Gas Flaring Reduction Partnership and the World Bank, December 2007

Pieprzyk, B., y Rojas Hilje. P (2015). *Quema y venteo de gas asociado de petróleo. Desarrollo actual y efectos del petróleo marginal*. Energy Research Architecture. Recuperado de http://www.era-er.com/uploaded/content/proyecto/967176174.pdf

Prieto, R. (Año). *Análisis Producción, Consumo y Quema en Ecuador*. Dirección Regional de Hidrocarburos Amazónica, MEM – DNH.

Rodríguez, I., y Reyna, J. (2016, 28 de junio). *Fenosa busca ampliar el uso de gas natural en los vehículos*. Periódico La Jornada. Recuperado de http://www.jornada.unam.mx/2016/06/28/economia/020n1eco

Roldán, O y Silva, E. (2011). *Regulación de quema y venteo de gas; experiencia y próximos pasos. El sitio del sector energético mexicano.* Recuperado de http://energiaadebate.com/regulacion-de-quema-y-venteo-de-gas-experiencia-y-proximos-pasos/

Soltanieh, M., Zohrabian, A., Javad Gholipour, M., y Kalnay, E. (2016) *International Journal of Greenhouse Gas Control A review of global gas flaring and venting and impact on the environment: Case study of Iran*.

THE WORLD BANK. *Regulation of Associated Gas Flaring and Venting, A Global Overview and Lessons from International Experience*.

The World Bank/GGFR (2007). *Issue Brief*. Recuperado de http://siteresources.worldbank.org/INTGGFR/Resources/GGFR-IssueBrief_Spanish_.pdf

United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) (2014) *Los mecanismos de Kyoto*. Recuperado de http://unfccc.int/portal_espanol/informacion_basica/protocolo_de_kyoto/organizacion/mecanismos/items/6219.php

United States Environmental Protection Agency (EPA). *Understanding Global Warming Potentials*. Recuperado de https://www.epa.gov/ghgemissions/understanding-global-warming-potentials