

# **Un puente a ninguna parte: las emisiones de metano y la huella ecológica del gas natural**

Robert W. Howarth

Departamento de Ecología y Biología Evolutiva, Universidad de Cornell, Ítaca, Nueva York 14853

Traducción al español: Territorio de Ideas

Coordinación de la traducción: Observatorio Petrolero Sur

## **Resumen**

En abril de 2011, publicamos el primer artículo científico revisado por pares que analizaba la huella de los gases de efecto invernadero (GEI) del gas *shale*, y llegamos a la conclusión de que, debido a sus emisiones de metano, el impacto climático del gas *shale* puede ser peor que el de otros combustibles fósiles como el carbón y el petróleo. Advertimos la mala calidad de los datos públicos disponibles que utilizamos para fundamentar nuestro análisis y señalamos la necesidad de seguir investigando. Nuestro artículo suscitó un notable aumento en las investigaciones y los análisis sobre la materia, incluyendo varios estudios nuevos que han logrado medir mejor las emisiones de metano procedentes de los sistemas de gas natural. En este trabajo, me propongo revisar las investigaciones nuevas en relación con nuestro artículo de 2011 y con la quinta evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), publicada en 2013. Los mejores datos disponibles en la actualidad indican que nuestros cálculos sobre las emisiones de metano procedentes del gas *shale* y el gas natural convencional eran relativamente sólidos. Con estos nuevos datos disponibles, y utilizando un horizonte temporal de 20 años para comparar el potencial de calentamiento del metano y el dióxido de carbono, la conclusión sigue siendo que la huella de los GEI tanto del gas *shale* como del gas natural convencional es más elevada que la del carbón y el petróleo, en todos los usos posibles del gas natural y, particularmente, en los usos primarios de calefacción residencial y comercial. Debido a la urgente necesidad de reducir las emisiones de metano en los próximos 15 a 35 años, el horizonte temporal de 20 años es el más apropiado.

**Palabras clave**

huella de gases de efecto invernadero, emisiones de metano, gas natural, gas *shale*

**Correspondencia**

Robert W. Howarth, Department of Ecology & Evolutionary Biology, Cornell University, Ithaca, NY 14853. Tel: 607-255-6175; correo electrónico: [howarth@cornell.edu](mailto:howarth@cornell.edu)

**Fuentes de financiamiento**

Esta investigación fue financiada por la Universidad de Cornell, la Park Foundation y el Wallace Global Fund.

Recibido: 4 de marzo de 2014; revisado: 18 de abril de 2014; aceptado: 22 de abril de 2014

*Energy Science and Engineering* 2014; 2(2): 47-60 doi: 10.1002/ese3.35

© 2014 El autor. *Energy Science & Engineering* es una publicación de Society of Chemical Industry y John Wiley & Sons Ltd. Este es un artículo de acceso abierto bajo los términos de la licencia de atribución de Creative Commons, que permite el uso, la distribución y la reproducción en cualquier medio, siempre y cuando el trabajo original esté citado correctamente.

---

**Introducción**

A menudo se promueve el gas natural como un combustible puente que le permitirá a la sociedad seguir utilizando energía fósil en las próximas décadas sin emitir tantos gases de efecto invernadero (GEI), a diferencia de otros combustibles fósiles (el carbón y el petróleo). Si bien es cierto que cuando se quema gas natural se libera menos dióxido de carbono por unidad de energía que con el carbón o el petróleo, el gas natural está compuesto en gran medida por metano, que es en sí mismo un GEI sumamente potente. El metano atrapa más calor en la atmósfera que el dióxido de carbono, por lo que incluso tasas pequeñas de emisión de metano pueden tener un enorme efecto en la huella de los GEI provenientes del uso del gas natural.

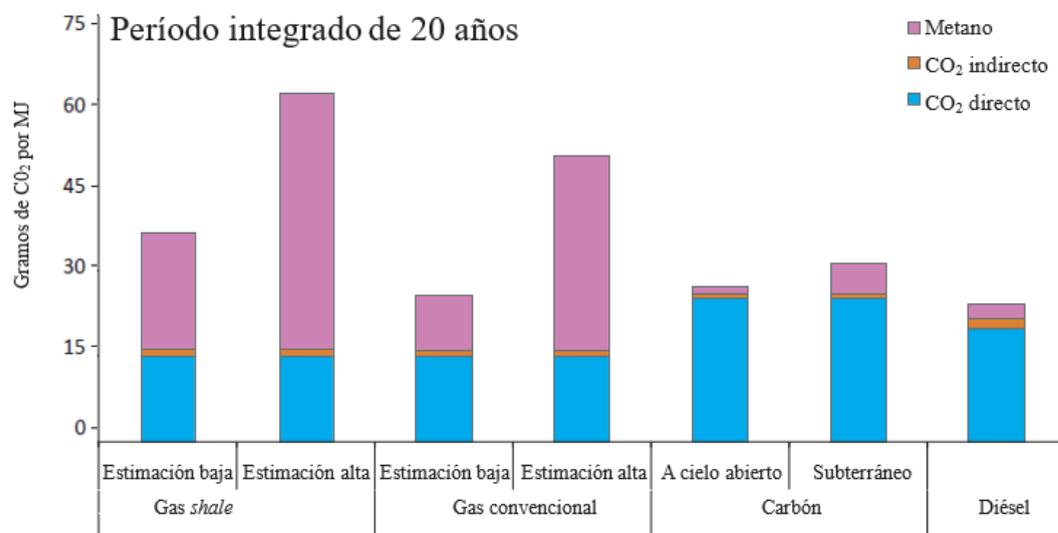
En Estados Unidos, el agotamiento de las fuentes convencionales de gas natural va en aumento. Por ese motivo, la importancia del gas *shale* (gas natural obtenido de formaciones de esquisto por medio de la fractura hidráulica de alto volumen y

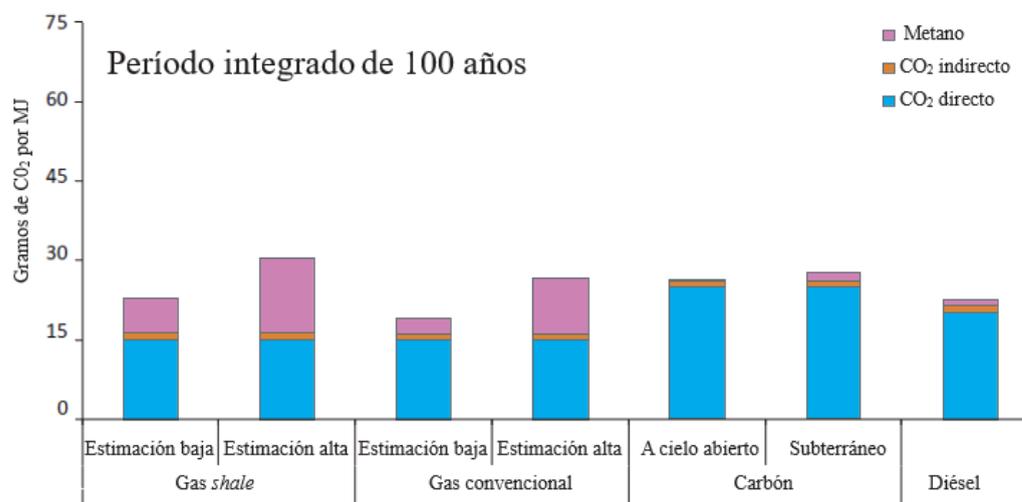
perforaciones horizontales de precisión) crece rápidamente: mientras que en 2005 el gas *shale* contribuyó con solo un 3 % de la producción de gas en EE. UU., en 2012 esa cifra fue del 35 %, y se prevé que llegará hasta casi el 50 % en 2035 [1]. Otro tipo de gas no convencional es aquel que se encuentra atrapado en formaciones de arenas compactas, que también se obtiene de manera creciente a través de la fractura hidráulica de alto volumen, y cuya importancia es cada vez mayor. En 2012, el gas extraído de formaciones *shale* y arenas compactas constituyó el 60 % de la producción total de gas natural, y se prevé que para el 2035 la cifra aumentará al 70 % [1]. Hasta la fecha, el gas *shale* es un fenómeno casi exclusivamente norteamericano, sobre todo estadounidense, pero se espera que cobre relevancia mundial.

En 2009, junto a dos colegas de la Universidad de Cornell, Renee Santoro y Tony Ingraffea, me propuse como reto determinar la huella de GEI del gas no convencional (en particular, del gas *shale*), emisiones de metano incluidas. En esa época, no existían artículos revisados por pares sobre este tema, y había relativamente pocos trabajos que abordaran la contribución del metano a la huella de GEI del gas natural convencional [2-4]. A finales de 2009, la Agencia de Protección Ambiental de EE. UU. (EPA) aún no había establecido distinciones entre el gas convencional y el gas *shale*, y calculaban las emisiones de metano de la industria del gas natural utilizando factores de emisión de un estudio de 1996 realizado en conjunto con la industria [5]; en ese informe no se menciona el gas *shale*, algo que no ha de asombrarnos, puesto que la producción significativa de ese tipo de gas comenzó recién en la primera década del año 2000.

En marzo de 2010, comenzamos a dar clases públicas sobre nuestro análisis que atrajeron la atención de los medios. Uno de nuestros argumentos era que parecía probable que las emisiones de metano del ciclo completo del gas *shale* (desde el desarrollo de los pozos y la fractura hidráulica hasta la distribución al sector consumidor) fueran más altas que las del gas natural convencional. Otra conclusión preliminar fue que los cálculos de las emisiones de metano de la EPA (tal como informó este organismo en 2009 y previamente, basándose en [5]) parecían por lo menos dos o tres veces menores a las reales. En respuesta a la atención pública que recibieron nuestras clases, la EPA inició un nuevo análisis de las emisiones de metano [6], y a finales de 2010 comenzó a publicar cálculos actualizados, con cifras considerablemente más elevadas, de las emisiones de metano del segmento de la producción de gas natural [7]. En abril de 2011, publicamos nuestro primer artículo sobre el papel del metano en los GEI del gas *shale* [8]. Llegamos a las siguientes conclusiones: (1) la cantidad y la calidad de los datos disponibles sobre

las emisiones de metano de la industria del gas natural eran insuficientes; (2) las emisiones de metano del gas *shale* probablemente fueran un 50 % más elevadas que las del gas natural convencional; y (3) dichas emisiones contribuían significativamente a una huella de GEI elevada tanto del gas *shale* como del gas convencional, sobre todo al analizarlas en un horizonte de 20 años posteriores a la emisión. En esta escala temporal más corta —cuya consideración es sumamente importante para el concepto del gas natural como combustible puente o de transición en las próximas dos o tres décadas—, el gas *shale* parecía tener las consecuencias más importantes en términos de calentamiento global en comparación con todos los combustibles fósiles (Figura 1). Como nuestra conclusión iba en dirección contraria a la política energética nacional de EE. UU. y tenía grandes repercusiones en materia de cambio climático, y como los datos disponibles eran escasos y de mala calidad, hicimos hincapié en la urgente necesidad de obtener datos de mejor calidad sobre las emisiones de metano de los sistemas de gas natural. Más tarde, el inspector general de la EPA señaló también esta necesidad [9].





**Figura 1.** Comparación de la huella de GEI del gas *shale*, el gas natural convencional, el carbón y el petróleo para generar una cantidad dada de calor. Se consideran dos horizontes temporales para el calentamiento relativo del metano y el CO<sub>2</sub>: un período integrado de 20 años (arriba) y un período integrado de 100 años (abajo). Para el gas *shale* y el gas natural convencional, se muestran los límites superior e inferior de los cálculos de las emisiones de metano en Howarth *et al.* [8]. Para el carbón, se muestran los cálculos de la minería a cielo abierto y subterránea, ya que las emisiones de metano de las minas más profundas son más elevadas. Las barras azules muestran las emisiones directas de CO<sub>2</sub> durante la combustión; las pequeñas barras anaranjadas muestran las emisiones indirectas de CO<sub>2</sub> asociadas con el desarrollo y el uso de los combustibles; las barras magenta muestran las emisiones de metano convertidas a g C de CO<sub>2</sub> equivalente usando potenciales de calentamiento global apropiados a cada período. Adaptado de [8].

Nuestro artículo recibió una inmensa cobertura mediática, tal como demuestra el hecho de que la revista *Time* haya mencionado a dos de los autores (Howarth e Ingraffea) en la categoría “People who Mattered” (“personas relevantes”) para las noticias internacionales en el número Person of the Year (Persona del Año) de diciembre de 2011 [10]. Los nueve meses posteriores a la publicación de nuestro trabajo fueron testigo de un aluvión de artículos nuevos sobre el mismo tema, un gran aumento en la frecuencia de publicación de trabajos sobre el metano y el gas natural en comparación con años y décadas anteriores. Si bien algunos de esos trabajos apoyaron nuestro análisis, la mayoría lo criticó abiertamente o bien, sin citar nuestro análisis, llegaron a conclusiones más favorecedoras para la visión del gas *shale* como combustible puente. Solo unos pocos trabajos de los que se publicaron en los nueve meses posteriores a abril de 2011 aportaron datos nuevos; muchos de ellos simplemente ofrecían interpretaciones distintas de información presentada con anterioridad (como repasaremos brevemente a continuación).

Sin embargo, en 2012 y 2013, se publicó una cantidad importante de nuevos estudios con descubrimientos trascendentales y nuevas fuentes de datos. En este artículo, haré un breve repaso de los trabajos sobre metano y gas natural publicados entre abril de 2011 y febrero de 2014, sobre todo de aquellos que han producido nuevos datos primarios.

Hay cuatro elementos clave para evaluar el papel del metano en la huella de GEI del gas natural: (1) la cantidad de dióxido de carbono que se emite directamente cuando se quema el combustible e indirectamente al obtener y usar el combustible; (2) la tasa de emisión de metano del sistema de gas natural (que a menudo se expresa como una fracción de la producción durante toda la vida útil del pozo de gas, normalizada para la cantidad de metano en el gas producido); (3) el potencial de calentamiento global (PCG) del metano, que es el efecto relativo del metano en comparación con el dióxido de carbono en términos del calentamiento del sistema climático global que producen, y que es una función del horizonte temporal considerado luego de la emisión del metano; y (4) la eficiencia del uso del gas natural en el sistema energético. Luego, se determina la huella del GEI como:

huella de GEI

$$= [\text{emisiones de CO}_2 + (\text{PCG} \times \text{emisiones de metano})] / \text{eficiencia}$$

Existe un amplio consenso acerca de la magnitud de las emisiones directas del dióxido de carbono, y, si bien no hay certezas al respecto, las emisiones indirectas generadas al obtener y usar el gas natural (por ej., en la construcción y el mantenimiento de ductos, la perforación de pozos y la fractura hidráulica, y la compresión del gas) también son relativamente bajas [8]. En este artículo, considero de manera separada cada uno de los otros tres factores (emisiones de metano, PCG y eficiencia en el uso) a la luz de nuestro artículo de abril de 2011 [8] y la bibliografía publicada posteriormente.

### **¿Cuánto metano emiten los sistemas de gas natural?**

Para nuestro artículo de 2011, utilizamos un análisis de ciclo completo a fin de calcular la cantidad de metano emitida a la atmósfera como un porcentaje de la producción durante toda la vida útil de un pozo de gas (normalizado al contenido de metano en el gas natural), incluyendo no solo los venteos y las fugas en los pozos, sino también durante las etapas de almacenamiento, procesamiento y distribución. Para el gas natural

convencional, calculamos un rango de emisiones de metano del 1,7 % al 6 % (mediana = 3,8 %), y para el gas *shale*, del 3,6 % al 7,9 % (mediana = 5,8 %) [8]. Atribuimos las emisiones más altas del gas *shale* al venteo de metano durante la etapa de terminación de pozos, en el período de retorno posterior a la fractura hidráulica de alto volumen, lo cual es congruente con los resultados del informe de la EPA de 2010 [7]. Consideramos que el resto de las emisiones eran iguales para el gas convencional y el gas *shale*. Calculamos que las emisiones *downstream* (es decir, durante la etapa del almacenamiento, el transporte de larga distancia a través de ductos de alta presión y la distribución a usuarios/as locales) eran de entre el 1,4 % y el 3,6 % (mediana = 2,5 %) de la producción durante toda la vida útil de un pozo, y que el rango de las emisiones *upstream* (en los pozos y para el procesamiento del gas) estaba entre el 0,3 % y el 2,4 % (mediana = 1,4 %) para el gas convencional, y entre el 2,2% y el 4,3 % (mediana = 3,3 %) para el gas *shale* (Tabla 1).

**Tabla 1.** Cálculos de las emisiones de metano en el ciclo completo, expresados como porcentajes del metano total producido en los sistemas de gas natural, clasificados según emisiones *upstream* del gas convencional, emisiones *upstream* del gas no convencional (incluido el gas *shale*) y emisiones *downstream* de todo el gas natural. Los estudios se ordenan cronológicamente; nuestro trabajo de abril de 2011 aparece en negritas.

	Gas convencional <i>Upstream</i>	Gas no convencional <i>Upstream</i>	<i>Downstream</i>
EPA 1996 [5]	0,2 %	-	0,9 %
Hayhoe <i>et al.</i> [2]	1,4 %	-	2,5 %
Jamarillo <i>et al.</i> [4]	0,2 %	-	0,9 %
<b>Howarth <i>et al.</i> [8]</b>	<b>1,4 %</b>	<b>3,3 %</b>	<b>2,5 %</b>
EPA [11]	1,6 %	3,0 %	0,9 %
Ventakesh <i>et al.</i> [12]	1,8 %	-	0,4 %
Jiang <i>et al.</i> [13]	-	2,0 %	0,4 %
Stephenson <i>et al.</i> [14]	0,4 %	0,6 %	0,07 %
Hultman <i>et al.</i> [15]	1,3 %	2,8 %	0,9 %
Burnham <i>et al.</i> [16]	2,0 %	1,3 %	0,6 %
Cathles <i>et al.</i> [17]	0,9 %	0,9 %	0,7 %

Las emisiones totales son la suma de las emisiones *upstream* y *downstream*. Los estudios se ordenan cronológicamente según la fecha de publicación. Los guiones indican que no se brindaron valores. La derivación total de los cálculos que se muestran aquí aparece en otra fuente [18, 19].

Aunque al momento de publicar nuestro trabajo no existían artículos sobre las emisiones de metano del gas *shale*, podemos comparar nuestros resultados para el gas convencional con la bibliografía previa (Tabla 1). Nuestros cálculos de la mediana tanto para las emisiones *upstream* como *downstream* fueron idénticas al “mejor cálculo” de Hayhoe *et al.* [2], aunque dicho trabajo presentaba un rango más amplio para el

*downstream* y el *upstream*. Cabe destacar que usamos un gran número de fuentes nuevas que no estaban disponibles para Hayhoe *et al.* [2], con lo cual la coincidencia es aún más notable. Los cálculos de Howarth *et al.* [8] eran sustancialmente más elevados que los factores de emisión que había utilizado la EPA en 2009 basándose en el estudio que este organismo había realizado en conjunto con la industria en 1996 [5], y que eran de apenas un 1,1 % para las emisiones totales, un 0,2 % para las emisiones *upstream* y un 0,9 % para las emisiones *downstream*. En Jamarillo *et al.* [4], el único trabajo revisado por pares sobre las emisiones de metano del ciclo de vida del gas convencional publicado en las décadas anteriores a nuestro artículo, se utilizaron los mismos factores de emisión de la EPA, aunque ya se habían publicado datos nuevos sobre emisiones *downstream* que demostraban que esos factores eran demasiado bajos [3].

A finales de 2010 y durante la primera mitad de 2011, la EPA realizó una serie de actualizaciones en los factores de emisión del metano de la industria del gas natural, y presentó por primera vez cálculos relativos al gas *shale*, al tiempo que los cálculos del gas natural fueron considerablemente más elevados. Esos datos se analizan de manera exhaustiva en otros trabajos [18, 19]. Cabe señalar que la EPA no actualizó entonces, ni hasta el momento, los cálculos de las emisiones *downstream*, y sigue usando el valor del 0,9 % del estudio de 1996 [5]. En el caso de las emisiones *upstream*, los cálculos corregidos de la EPA arrojaban factores de emisión del 1,6 % (un aumento en relación con el valor previo del 0,2 %) para el gas convencional y del 3,0 % para el gas *shale* [18, 19]. Nótese que los valores de las emisiones *upstream* que presentó la EPA en 2011 [11] fueron un 14 % más elevados que los nuestros para el gas convencional, y un 10 % más bajos para el gas *shale*. En las emisiones totales hubo más divergencias, debido a las amplias diferencias en los cálculos de las emisiones *downstream* (Tabla 1).

Además de los factores de emisión revisados por la EPA, muchos otros artículos presentaron evaluaciones del ciclo de vida de las emisiones de metano del gas *shale*, el gas convencional, o ambos en los nueve meses posteriores a nuestro estudio de abril de 2011 (Tabla 1). Estas publicaciones se han revisado exhaustivamente en otras investigaciones, propias y ajenas [18-20]. Aquí, haré hincapié en cuatro puntos cruciales:

**1** Para las emisiones *upstream* de la Tabla 1, todos los estudios se basaron en el mismo tipo de información (documentada de manera insuficiente y con altos grados de incertidumbre). En Howarth *et al.* [8], esos datos de calidad insatisfactoria nos llevaron a señalar la necesidad de que se hicieran mediciones

de los flujos de metano más adecuadas, y que debían realizarlas científicos/as independientes. Como señalamos más adelante, en los últimos dos años se han publicado varios estudios de ese tipo, que brindaron un enfoque más sólido para calcular las emisiones de metano.

**2** Por lo menos algunas de las diferencias en los valores de la Tabla 1 se deben a distintos enfoques sobre la producción durante la vida útil de los pozos de gas *shale* más que a diferencias en cuanto a las emisiones por pozo [18, 20]. Téngase en cuenta que las emisiones de la etapa *upstream* se muestran en la escala de la producción de toda la vida útil del pozo (normalizadas para el contenido de metano del gas producido en los cálculos de la Tabla 1), algo que en 2011 era muy incierto porque el desarrollo del gas *shale* era un fenómeno muy reciente [21]. Un exhaustivo análisis posterior realizado por el Servicio Geológico de EE. UU. en 2012 demostró que la vida útil media de los pozos de gas no convencional es de hecho menor de lo que se establece en todos los trabajos de la Tabla 1 [22], lo que significa que las emisiones *upstream* del gas *shale* según la vida útil de los pozos que muestran todos los estudios deberían ser más elevadas, en algunos casos de manera considerable [18, 20].

**3** Las emisiones *downstream* de la Tabla 1 son particularmente inciertas, tal como destacaron tanto Hayhoe *et al.* [2] como Howarth *et al.* [8]. Cabe señalar que, en el resto de los artículos de la tabla, los cálculos de las emisiones *downstream* se basan en los factores de emisión de la EPA de 1996 [5], y ninguno de ellos es más elevado que los valores de la EPA, pese a que un artículo publicado en 2005 en la revista *Nature* demostró niveles más elevados de emisiones de los ductos de larga distancia en Europa [3]. En muchos de los artículos de la Tabla 1, las emisiones *downstream* son menores que los valores de la EPA de 1996 porque se enfocaron en plantas de energía eléctrica y dieron por sentado que las plantas se alimentan de líneas de gas cuyas emisiones son más bajas que el promedio, lo que incluiría las líneas de distribución urbana de baja presión, que presentan un nivel elevado de fugas [12-14, 16]. En algunos artículos recientes se ha destacado la alta incidencia de fugas en los sistemas de distribución de gas natural en dos ciudades costeras del este de EE. UU. [23, 24]; sin embargo, estos nuevos estudios todavía no han calculado un estimado para el flujo de emisiones de esas fugas. Otro estudio demostró emisiones muy elevadas de metano procedentes de fuentes de combustible fósil en Los Ángeles, pero no logró distinguir las emisiones

*downstream* del gas natural de otras fuentes [25]. Dada la antigüedad de los gasoductos y los sistemas de distribución en EE. UU., no debería sorprender que las tasas de fugas sean altas [8, 18, 19]. La mitad de los ductos de alta presión en EE. UU. tiene más de 50 años [18], y algunos segmentos de los sistemas de distribución en muchas ciudades del noreste consisten en ductos de hierro que se tendieron hace un siglo [24].

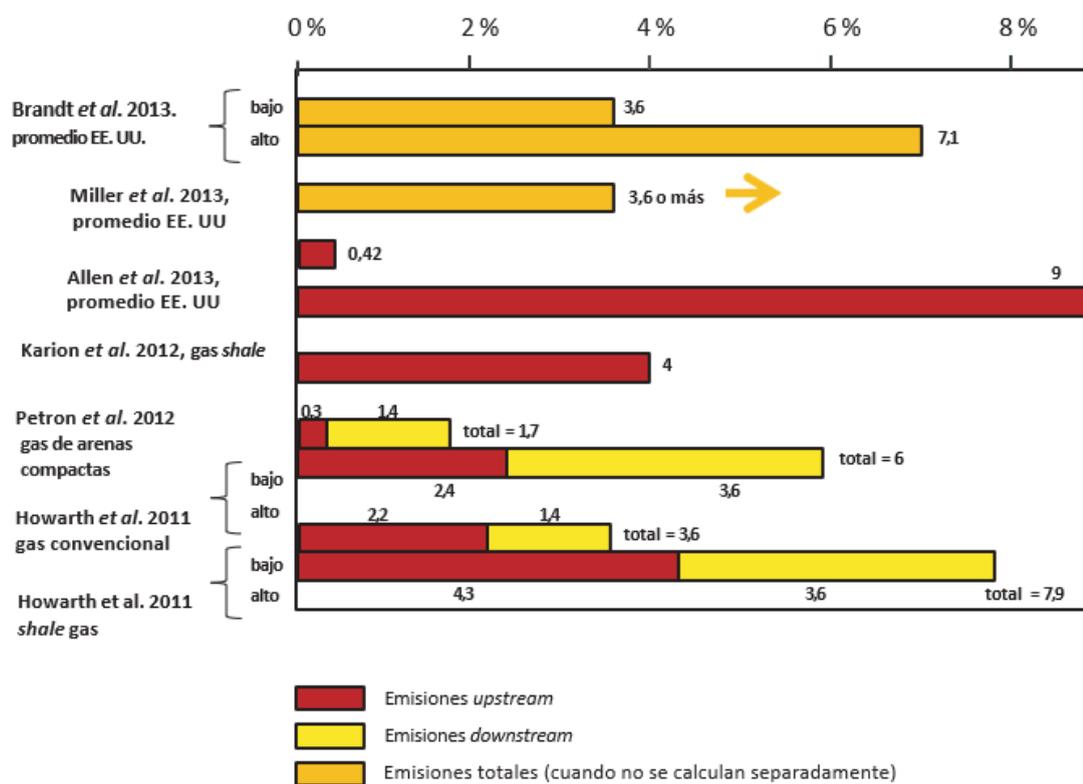
4 Si bien en uno de los artículos de la Tabla 1 (Cathles *et al.* [17]) se señaló que nuestros cálculos de emisión de metano eran demasiado elevados y “contradecían estudios anteriores”, esto no es cierto. Como se indicó anteriormente, nuestros cálculos del *downstream* y el *upstream* del gas convencional son totalmente congruentes con uno de los pocos estudios anteriores revisados por pares [2]. Además, los cálculos que realizamos de las emisiones *upstream* están en perfecta concordancia con la mayoría de los estudios publicados en los nueve meses posteriores a la publicación del nuestro: para el gas convencional, calculamos una media del 1,4 % , mientras que el resto de los estudios en la Tabla 1 calculó una media del 1,33 %; a excepción del cálculo sumamente bajo de Stephenson *et al.* [14], que no se basó en nuevas mediciones sino en un análisis de lo que la industria del gas es capaz de hacer, así como el cálculo relativamente bajo de Cathles *et al.* [17], que se basó en la premisa de que la industria del gas no ventearía gas por motivos económicos y de seguridad (ver la crítica a este punto en [18]), la media de los otros cuatro estudios es del 1,7 %; es decir, casi el doble del cálculo de Cathles *et al.* [17], y un 20 % más alta que nuestro propio cálculo. En el caso del gas *shale*, y exceptuando nuevamente los trabajos de Stephenson *et al.* [14] y Cathles *et al.* [17], así como nuestro propio cálculo, los otros cuatro estudios de la Tabla 1 han calculado una media del 2,3 %, un valor 2,5 veces mayor que el de Cathles *et al.* [17] y un 30 % menor que la media que hemos calculado. Desde esta perspectiva, los valores de Cathles *et al.* [17] parecen más atípicos que los nuestros.

Desde 2012 se ha producido una cantidad importante de datos primarios adicionales (Figura 2). En dos de esos trabajos, se hallaron tasas de emisión de metano de yacimientos de gas no convencional en la etapa *upstream* muy elevadas (relativas a la producción bruta de metano): un 4 % para los yacimientos de arenas compactas en Colorado [26] y un 9 % para un yacimiento de gas *shale* en Utah [27], mientras que otro

estudio halló que las emisiones de un yacimiento de gas *shale* en Pensilvania eran congruentes en gran medida con los factores de emisión que publicamos en 2011 [28]. En esos tres estudios se infirieron tasas a partir de datos atmosféricos que integraban una gran cantidad de pozos a escala de cuenca. Los nuevos datos de Utah [27] son mucho más elevados que cualquiera de los cálculos de emisiones *upstream* de yacimientos de gas no convencional publicados previamente (Figura 2), mientras que la medición en el yacimiento de arenas compactas en Colorado [26] coincide con el límite superior que calculamos para las emisiones *upstream* del gas no convencional en Howarth *et al.* [8]. Es posible que los estudios sobre Utah y Colorado no sean representativos de las emisiones típicas de metano en todo el territorio de EE. UU., en parte porque se enfocaron en regiones donde preveían altos flujos de metano debido al reciente deterioro de la calidad del aire. No obstante, concuerdo con la conclusión de Brandt y su equipo [29], que afirman que las mediciones realizadas con el método “ascendente” (que utilizamos en nuestro estudio y que también utilizaron otros trabajos mencionados en la Tabla 1) tienen una probabilidad inherente de arrojar resultados menores que los reales, en parte porque no se incluyen algunos componentes del sistema del gas natural. Por ejemplo, en el estudio reciente realizado en Pensilvania, que cuantificó flujos procedentes de ubicaciones discretas en el territorio mapeando plumas de metano desde un avión, se hallaron emisiones muy altas de algunos pozos que aún se estaban perforando, en los que todavía no se había llegado a la formación *shale* ni se había comenzado con la fractura hidráulica [28]. Esos representaban apenas el 1 % de los pozos de la zona, pero eran responsables de entre el 6 % y el 9 % del flujo de metano regional de todas las fuentes. Una explicación plausible es que las plataformas de perforación hayan encontrado bolsas de gas más superficiales que se liberaron a la atmósfera. En nuestro artículo, así como en el informe de la EPA y en todos los trabajos en la Tabla 1, se había supuesto que los pozos no generaban emisiones de metano durante la etapa de perforación.

En 2013, Allen y su equipo [30] publicaron un estudio integral sobre las emisiones *upstream* de pozos de gas convencional y no convencional en varias regiones de EE. UU., y utilizaron el mismo método ascendente básico que se utilizó en el estudio conjunto elaborado por la EPA y la industria en 1996 [5]. Al igual que en esa iniciativa anterior, este nuevo estudio se apoyó en gran medida en la cooperación con la industria, y fue financiado en gran parte por la industria mediante la coordinación del Fondo de Defensa Ambiental. Para la totalidad de EE. UU. en el período de su estudio, Allen *et al.* [30] llegaron a la conclusión de que las emisiones *upstream* de metano constituían apenas

el 0,42 % de la producción de gas natural de los pozos (Figura 2), un valor que está en el límite inferior de los que aparecen en la Tabla 1. Teniendo en cuenta los valores del límite inferior, las estimaciones “más optimistas” para las emisiones *upstream* en Howarth *et al.* [8] y la combinación de gas *shale* y gas convencional producida en EE. UU. en 2012, calculo que, en el mejor de los casos, la tasa de emisión nacional sería del 0,5 %, o similar a la que observaron Allen y su equipo. Así, no debería sorprender que su estudio, que dependió del acceso otorgado por la industria a las zonas de muestreo, en realidad haya terminado midiendo el mejor desempeño posible de la industria.



**Figura 2.** Comparación de los cálculos de Howarth *et al.* [8] con datos de emisiones de metano nuevos y recientes [8]. Algunos de los datos nuevos corresponden a emisiones *upstream*, mientras que otros solo ofrecen promedios de los sistemas de gas natural en EE. UU. Desde 2005, no se han publicado mediciones nuevas de las emisiones *downstream* [8, 26, 27, 29, 30, 32].

En 2013, la EPA redujo las estimaciones de emisión de la industria petrolera y gasífera; esencialmente, redujo a la mitad las emisiones *upstream* promedio de los sistemas de gas natural de un 1,8 % a un 0,88 % para el año 2009 (con la combinación de gas convencional y no convencional para dicho año) en relación con lo que había informado en 2011 y 2012. El cálculo de la EPA para las emisiones *downstream* siguió siendo del 0,9 %, y el total de emisiones nacionales fue del 1,8 %. La EPA tomó esa medida para disminuir los factores de emisión de las emisiones *upstream*, pese a que en

2012 se había publicado información sobre las emisiones de metano de un yacimiento de Colorado [26] y, en diciembre de ese mismo año, en la reunión anual de la Unión Geofísica Estadounidense se comentaron los resultados publicados posteriormente por Karion y *et al.* [27] y Caulton *et al.* [28], todo lo cual habría indicado emisiones más elevadas, y quizás desmesuradas. Tal como señalan Karion *et al.* [27], la disminución de las emisiones *upstream* de metano por parte de la EPA en 2013 fue motivada por un informe de la industria sin revisión de pares [31] en el que se sostenía que las emisiones procedentes de la descarga de líquidos y la refractura de pozos no convencionales eran mucho menores de las que había utilizado la EPA en su evaluación [11]. Al menos parcialmente en respuesta a esos cambios, el inspector general de la EPA concluyó que el organismo necesitaba mejorar su enfoque para calcular las emisiones de la industria del gas natural [9].

En un artículo importante publicado a finales de 2013 [32], se afirma que la EPA había cometido un error al reducir el cálculo de emisiones a principios de ese mismo año. En ese análisis, que es el estudio más completo realizado hasta la fecha sobre las fuentes de metano en EE. UU., Miller y su equipo utilizaron datos de monitoreo del metano para los años 2007 y 2008 —se realizaron 7710 observaciones desde aviones y 4984 desde torres a lo largo y a lo ancho de Norteamérica—, junto con un modelo inverso para evaluar las emisiones totales de metano de todas las fuentes a nivel nacional. Allí, concluyeron que la EPA no debería haber aplicado esa reducción sobre las emisiones de metano entre los inventarios de 2011 y 2013, sino todo lo contrario: debería haber aumentado el cálculo de las emisiones de metano de fuentes antropógenas, particularmente de la industria petrolera y gasífera, y también de las operaciones de ganadería. Además, señalaron que es muy probable que las emisiones de metano de la industria del petróleo y el gas en EE. UU. sean dos veces mayores, o más, de lo que indican los factores que publicó la EPA en 2013 [32]. Esto quiere decir que las emisiones totales de metano de la industria del gas natural fueron por lo menos del 3,6 % en 2007 y 2008 (Fig. 2).

A principios de 2014, Brandt y su equipo [29] revisaron la bibliografía técnica sobre las emisiones de metano de los sistemas de gas natural publicada en las dos décadas previas. Concluyeron que “de manera sistemática, los inventarios oficiales subestiman las emisiones reales de metano”, pero también señalaron que es probable que los resultados sumamente elevados de los estudios de tipo descendente en Utah y Colorado [26, 27] “no sean representativos de las tasas de fuga típicas del sistema [de gas natural]”. En los

materiales suplementarios para su artículo, Brandt *et al.* [29] afirman que las emisiones de metano de la industria del gas natural en EE. UU. probablemente sean más altas que el 1,8 % que propuso la EPA, aproximadamente entre un 1,8 % y un 5,4 % más elevadas, lo que supone una tasa promedio de entre el 3,6 % y el 7,1 % (media = 5,4 %) [33] (Fig. 2).

De esta bibliografía reciente, concluyo que los cálculos de emisiones que publicamos en Howarth *et al.* [8] son asombrosamente sólidos, sobre todo los relativos al gas natural convencional (Fig. 2). Los resultados de dos de los estudios de tipo descendente más recientes [26, 27] indican que es posible que nuestros cálculos para el gas no convencional sean demasiado bajos. En parte como respuesta a nuestro trabajo, y a la repetición de su propio análisis sobre las emisiones de metano de los pozos de gas *shale*, la EPA ha promulgado ahora nuevas normativas que, a partir de enero de 2015, se proponen reducir las emisiones de metano en la etapa de terminación de pozos, para lo cual impondrán la captura y la utilización del gas en la mayoría de los casos. Algunos pozos están exentos, y la reglamentación no aplica al venteo de metano en pozos petroleros (pozos de petróleo *shale* incluidos), que a menudo tienen gas asociado. Sin embargo, las reglamentaciones son un paso importante en la dirección correcta, y sin duda ayudarán si se implementan de manera adecuada. Así y todo, resultados como los que arrojaron los vuelos sobre Pensilvania, que mostraron altas tasas de emisión de metano durante la etapa de perforación de algunos pozos de gas *shale* [28], indicarían que las emisiones de metano provenientes de este tipo de gas siguen siendo mucho más elevadas que las del gas natural convencional.

### **El PCG del metano**

Si bien el metano es un GEI mucho más potente que el dióxido de carbono, lo cierto es que permanece en la atmósfera solo unos 12 años, mientras que el dióxido de carbono afecta la química atmosférica durante un siglo o más [34]. Por lo tanto, el horizonte temporal dentro del cual comparamos los dos gases es crucial, ya que, a medida que aumenta dicho horizonte, el metano pierde relevancia en relación con el dióxido de carbono. En uno de los principales trabajos sobre el metano y la huella de GEI del gas natural convencional publicados antes de nuestro análisis del gas *shale*, se había modelado una comparación del forzamiento radiativo del metano con el del dióxido de carbono de manera continua en un horizonte de 100 años luego de la emisión [2], mientras que en otros dos estudios se usó el enfoque del PCG, que permite comparar

cuánto más elevado es el calentamiento global integrado que provoca una masa de metano en comparación con la misma masa de dióxido de carbono en el transcurso de un período específico. De los dos estudios que usaron el enfoque del PCG, uno utilizó horizontes de 20 y 100 años [3], mientras que el otro solo utilizó un horizonte de 100 años [4]. Ambos recurrieron a los valores de PCG del análisis de síntesis de 1996 del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) [35], que eran los datos más confiables al momento de la publicación de los trabajos. En informes posteriores del IPCC en 2007 [36] y 2013 [34], y en un artículo publicado en la revista *Science* por un equipo de investigación del Instituto Espacial Goddard de la NASA [37], los valores de PCG han aumentado de manera considerable, en parte para explicar los efectos indirectos del metano y otras sustancias radiativamente activas en la atmósfera, como el ozono (Tabla 2).

**Tabla 2.** Comparación de horizontes temporales para evaluar las consecuencias del metano y el dióxido de carbono en términos de calentamiento global.

Publicación	Horizonte temporal utilizado	PCG de 20 años	PCG de 100 años
<b>IPCC [35]</b>	<b>20 y 100 años</b>	<b>56</b>	<b>21</b>
Hayhoe <i>et al.</i> [2]	0-100 años	n/a	n/a
Lelieveld <i>et al.</i> [3]	20 y 100 años	56	21
Jamarillo <i>et al.</i> [4]	100 años	-	21
<b>IPCC [36]</b>	<b>20 y 100 años</b>	<b>72</b>	<b>25</b>
<b>Shindell <i>et al.</i> [37]</b>	<b>20 y 100 años</b>	<b>105</b>	<b>33</b>
Howarth <i>et al.</i> [8]	20 y 100 años	105	33
Hughes [20]	20 y 100 años	105	33
Venkatesh <i>et al.</i> [12]	100 años	-	25
Jiang <i>et al.</i> [13]	100 años	-	25
Wigley [38]	0-100 años	n/a	n/a
Stephenson <i>et al.</i> [14]	100 años	-	25
Hultman <i>et al.</i> [15]	20 y 100 años	72, 105	25, 44
Skone <i>et al.</i> [39]	100 años	-	25
Burnham <i>et al.</i> [16]	100 años	-	25
Cathles <i>et al.</i> [17]	100 años	-	25
Alvarez <i>et al.</i> [40]	0-100 años	n/a	n/a
<b>IPCC [34]</b>	<b>10, 20 y 100 años</b>	<b>86</b>	<b>34</b>
Brandt <i>et al.</i> [29]	100 años	-	25

Los estudios se ordenan cronológicamente según la fecha de publicación. Se muestran los valores del PCG de 20 y 100 años cuando se utilizaron en los estudios. Si los estudios no utilizaron el enfoque del PCG, se aclara “n/a” (no aplicable). Si los estudios no consideraron el horizonte de PCG de 20 años, lo señalamos con guiones. Los estudios en negrita aportaron cálculos primarios sobre el PCG, mientras que los otros estudios se valieron de esa información.

En Howarth *et al.* [8], utilizamos el enfoque del PCG y seguimos de cerca el trabajo de Lelieveld y su equipo [3], que también presentaron períodos integrados de 20 y 100 años, dándoles la misma credibilidad e interpretación a ambos horizontes temporales.

Actualizamos el enfoque utilizando los valores de PCG más recientes en aquel momento [37]. Estos valores actualizados aumentaron 1,9 veces el calentamiento relativo del metano en comparación con el dióxido de carbono en el horizonte de 20 años (PCG de 105 contra 56) y 1,6 veces en el horizonte de 100 años (PCG de 33 contra 21; Tabla 2). Nuestra conclusión fue que, en el período de 20 años, el gas *shale* tenía un PCG más elevado que el carbón y el petróleo, incluso en el límite inferior de los cálculos de emisión de metano (Fig. 1); el gas convencional también mostró un PCG más alto que el carbón y el petróleo en el valor medio y en el límite superior, no así en el límite inferior (es decir, en la situación más optimista de baja emisión). Aunque en el horizonte de 100 años el efecto del metano disminuyó notablemente, el límite superior de las emisiones de metano muestra que el PCG del gas *shale* y del gas convencional seguía siendo mayor que el del carbón y el petróleo (Fig. 1).

De los nueve informes nuevos sobre el metano y el gas natural publicados en los nueve meses posteriores a nuestro artículo de abril de 2011 [8], solo seis consideraron el horizonte de 100 años para el PCG; dos utilizaron horizontes de 20 y 100 años, y uno utilizó una modelación continua del forzamiento radiativo en un período de 0 a 100 años (Tabla 2). Los seis trabajos que analizaron solamente el horizonte de 100 años usaron el valor más bajo (25) del PCG, tomado del informe del IPCC de 2007, en lugar de usar el más alto (33), publicado por Shindell y su equipo en 2009, que fue el que habíamos usado nosotros. Este valor más elevado explica de manera más satisfactoria los efectos indirectos del metano sobre el calentamiento global. En varios de esos seis trabajos se insinuaba que el IPCC recomendaba el horizonte de 100 años, algo que sencillamente no es cierto: el informe del IPCC de 2007 [36] presentó valores del PCG del metano para horizontes temporales tanto de 20 como de 100 años. Por otra parte, en dos de esos seis trabajos se señaló que nuestra consideración del horizonte de 20 años era inapropiada [14, 17]. Estoy en completo desacuerdo con esa crítica. En el tiempo que transcurrió desde 2011, me he convencido cada vez más de que es esencial considerar el papel del metano en escalas temporales mucho más breves que el horizonte de 100 años, en parte debido a los nuevos descubrimientos científicos sobre el metano y el calentamiento global publicados desde entonces [34, 41, 42], que resumiré brevemente a continuación.

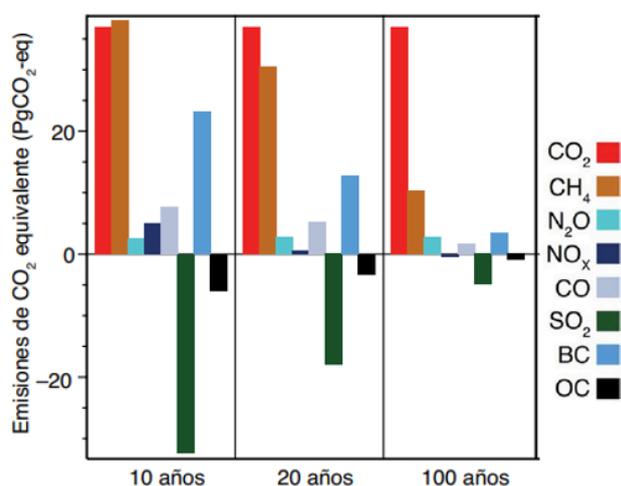
En el informe de síntesis más reciente del IPCC sobre las bases físicas del calentamiento global, publicado en 2013, se destaca el papel del metano en el calentamiento global en múltiples horizontes temporales, y se incluyen valores de PCG no solo para períodos de 20 y 100 años (PCG de 86 y 34 años respectivamente), sino

también de 10 años (PCG de 108) [34]. Según el informe, “no hay fundamentos científicos para elegir el horizonte de 100 años en desmedro de otros” y “la elección del horizonte temporal [...] depende del peso relativo asignado a los efectos en los distintos períodos” (traducción propia) [34]. Por otra parte, el IPCC concluye que, en la escala temporal de 10 años, la liberación global de metano de todas las fuentes antropógenas en la actualidad excede levemente todas las emisiones antropógenas de dióxido de carbono como agentes del calentamiento global; es decir, las emisiones de metano son (levemente) más importantes que las de CO<sub>2</sub> como impulsoras del ritmo actual de calentamiento global. En la escala temporal de 20 años, las emisiones totales de metano son equivalentes a más del 80 % de las emisiones globales de CO<sub>2</sub>. Por último, en la escala de 100 años, las emisiones globales de metano en la actualidad son equivalentes a poco menos del 30 % de las emisiones de CO<sub>2</sub> [34] (Fig. 3).

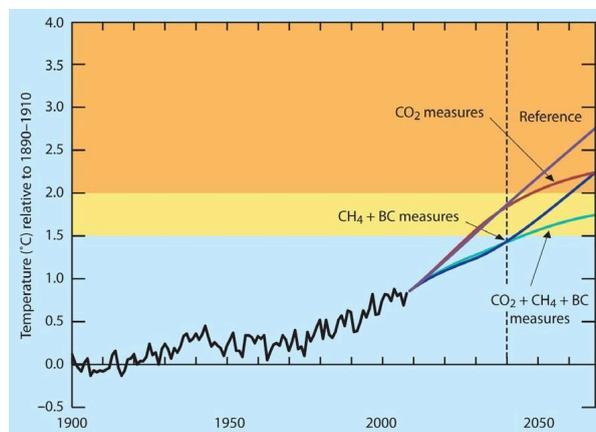
Aunque esta diferencia en la sensibilidad del sistema climático al metano y al dióxido de carbono en el tiempo es fundamental, la comunidad responsable de formular políticas, e incluso parte de la comunidad científica, en general no reconocen su importancia. Mientras que algunas personas advierten que el dióxido de carbono es el que más afecta al sistema climático en el largo plazo [15], lo cierto es que este responde de manera mucho más inmediata al metano (y otros materiales de actividad radiativa que tienen una vida corta en la atmósfera, como el carbono negro) [41]. El modelo que publicaron Shindell y sus colegas [41] en 2012, y que fue adoptado por la ONU [42], prevé que, a menos que las emisiones de metano y carbono negro se reduzcan de inmediato, la temperatura promedio de la Tierra aumentará 1,5 °C hacia 2030, y 2 °C entre 2045 y 2050, se reduzcan o no las emisiones de dióxido de carbono. Reducir las emisiones de metano y carbono negro, incluso si no se controlan las de dióxido de carbono, ralentizaría significativamente el calentamiento global, y demoraría el aumento de 1,5 °C y 2 °C entre 15 y 20 años. Controlar las emisiones de dióxido de carbono y las de metano y carbono negro ralentizaría todavía más la velocidad del calentamiento global después de 2045, por lo menos hasta el año 2070 [41, 42] (Fig. 4).

¿Por qué deberíamos ocuparnos de este calentamiento en las próximas décadas? Si se alcanzan temperaturas entre 1,5 °C y 2 °C superiores al período de referencia de 1890-1910, el riesgo de que se produzca un cambio fundamental en el sistema climático de la Tierra aumenta considerablemente [41-43], y es posible que provoque retroalimentaciones desbocadas e incluso un mayor calentamiento global. Este resultado eclipsaría cualquier ventaja que pudiera derivarse de la reducción de emisiones de

dióxido de carbono en el transcurso de las próximas décadas (por ej., la transición del carbón al gas natural, que reduce las emisiones de CO<sub>2</sub> pero aumenta las de metano). Uno de los varios mecanismos que activaría este cambio catastrófico es la liberación de los clatratos de metano en los océanos, o el derretimiento del permafrost en el Ártico. Hansen y su equipo [43, 44] han indicado que, si la Tierra se calienta 1,8 °C, puede desencadenarse un aumento rápido y de gran magnitud en la liberación de ese metano. Si bien en la bibliografía [45] el rango de la magnitud y la temporalidad de la liberación de carbono proyectada del derretimiento del permafrost y los clatratos es amplio, hay consenso en que el calentamiento producirá una mayor liberación. A su vez, dicha liberación puede provocar una retroalimentación acelerada del calentamiento global [46].



**Figura 3.** Emisiones actuales de GEI, según los cálculos del IPCC [34], ponderadas por el PCG de tres horizontes distintos y expresadas en unidades equivalentes de CO<sub>2</sub>. En el horizonte de 10 años, las emisiones de metano que se expresan como equivalentes de CO<sub>2</sub> efectivamente exceden las emisiones de CO<sub>2</sub>. Adaptado de [34].



**Figura 4.** Temperatura media global observada entre 1900 y 2009, y temperatura proyectada en cuatro situaciones posibles, en relación con la temperatura media de 1890 a 1910. Las situaciones incluyen la referencia del IPCC [36], es decir, la reducción de las emisiones de dióxido de carbono sin reducción de otros GEI (“medidas CO<sub>2</sub>”); el control de las emisiones de metano y carbono negro y no de las de CO<sub>2</sub> (“medidas CH<sub>4</sub> + CN”); y la reducción de emisiones de dióxido de carbono, metano y carbono negro (“medidas CO<sub>2</sub> + CH<sub>4</sub> + CN”). Si la temperatura supera entre 1,5 °C y 2,0 °C el valor de referencia de 1890-1910 (ilustrado por la barra amarilla), existe el riesgo de superar un punto crítico y llevar el sistema climático de la Tierra a un estado alternativo. Se prevé que el límite inferior de esta zona de peligro (un aumento de 1,5 °C) se alcanzará hacia el 2030 si no se inician de manera inmediata controles estrictos sobre las emisiones de metano y carbono negro. Si se reducen estas emisiones, se observan resultados más inmediatos de los que produciría una reducción de las emisiones de dióxido de carbono, aunque el control de todos los GEI es esencial para mantener al planeta dentro un marco operativo seguro para la humanidad. Adaptado de [42].

[Temperature (°C) relative to 1890-1910 = Temperatura (°C) en relación a 1890-1910  
 CO<sub>2</sub> measures = medidas CO<sub>2</sub>  
 CH<sub>4</sub> + BC measures = medidas CH<sub>4</sub> + CN  
 Reference = Referencia  
 CO<sub>2</sub> + CH<sub>4</sub> + BC measures = medidas CO<sub>2</sub> + CH<sub>4</sub> + CN]

Si exponemos el argumento contrario, el efecto de las emisiones del presente en el calentamiento global a 200 o 300 años reflejará en gran medida el dióxido de carbono, y no el metano, a menos que las emisiones de metano nos lleven a puntos críticos y produzcan un cambio fundamental en el sistema climático. Y eso podría pasar pronto, en las próximas dos o tres décadas.

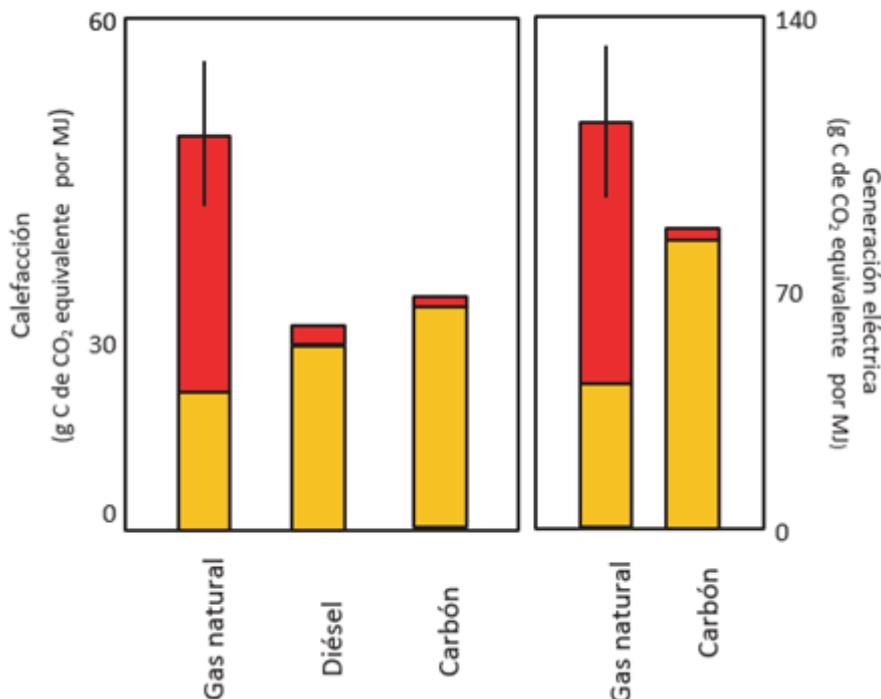
Rápidamente se está elaborando un corpus científico cada vez mayor en el que se enfatiza la necesidad de contemplar el efecto del metano en un horizonte temporal de pocas décadas, así como la necesidad de reducir las emisiones de este gas. Desafortunadamente, algunas directrices recientes para las evaluaciones del ciclo de vida especifican solamente un horizonte de 100 años [47, 48], mientras que, en 2014, la EPA sigue usando los valores de PCG de la evaluación del IPCC de 1996, y solo tiene en cuenta el horizonte de 100 años para evaluar las emisiones de metano [49]. De este modo, se subestima 1,6 veces la importancia de este GEI en el calentamiento global en relación con los valores más recientes para la escala temporal de 100 años, y entre 4 y 5 veces en relación con las escalas de 10 y 20 años [34, 37].

### **El impacto climático de los diferentes usos del gas natural**

En Howarth *et al.* [8], comparamos las emisiones de GEI del gas *shale* y el gas natural convencional con las del carbón y el petróleo, todas ellas normalizadas para la misma cantidad de generación de calor (por ej., g C de CO<sub>2</sub> equivalente por MJ de energía

liberada en la combustión). También advertíamos que, debido a las variaciones en la eficiencia, las comparaciones específicas dependerán del modo en que se usan los combustibles, y señalamos brevemente las diferencias entre la generación eléctrica a partir del carbón y del gas *shale* a modo de ejemplo; en general, las plantas de energía eléctrica usan de manera más eficiente la energía calorífica de la quema del gas natural que la del carbón, y esto es importante aunque a menudo no se tenga en cuenta al comparar los GEI de estos combustibles [8, 18-20]. Sin embargo, presentamos nuestras conclusiones principales a propósito de la calefacción (Fig. 1) porque la evaluación de los GEI de todos los usos principales de los diferentes combustibles fósiles excedía el alcance de nuestro estudio original y porque la generación eléctrica no es el uso principal del gas natural. Este objetivo más amplio (evaluar los GEI de todos los usos principales del gas natural) tampoco ha sido abordado aún por ningún otro grupo de investigación.

En la Figura 5 (en el panel de la izquierda), presento una comparación actualizada de los GEI del gas natural, el diésel y el carbón según la información disponible más satisfactoria en este momento (abril de 2014). Los valores se expresan como g C de CO<sub>2</sub> equivalente por MJ de energía liberada, tal como en nuestro trabajo de 2011 [8] y en la Fig. 1. Las emisiones de metano en la Fig. 5 son la media y el rango de valores de la revisión reciente realizada por Brandt y su equipo [29] (véase la Fig. 2), normalizadas para equivalentes de CO<sub>2</sub> usando la media del valor del PCG (86) en un horizonte de 20 años, tomada de la evaluación más reciente del IPCC [34]. Como señalé más arriba, el horizonte de 20 años es una escala temporal apropiada para el PCG, dada la urgente necesidad de reducir globalmente las emisiones de metano. Los cálculos del carbón y el diésel están tomados de nuestro trabajo de 2011 [8], utilizando datos de minas de carbón a cielo abierto, que predominan en el mercado estadounidense [20]. Las emisiones directas e indirectas del dióxido de carbono están combinadas y presentan los mismos valores que en Howarth *et al.* [8] y en la Figura 1. Las emisiones de dióxido de carbono siguen la convención del poder calorífico superior [2, 8]. Claramente, cuando se utilizan los mejores datos disponibles sobre emisiones de metano [29] y se considera en la escala de 20 años, el gas natural tiene una huella de GEI muy elevada por unidad de calor generado.



**Figura 5.** Comparación de la huella de GEI del uso de gas natural, diésel y carbón para calefacción primaria (izq.) y para generación eléctrica (der.). Las emisiones directas e indirectas de CO<sub>2</sub> se muestran en amarillo y están tomadas de Howarth *et al.* [8], mientras que las emisiones de metano (ponderadas como g C de CO<sub>2</sub> equivalente usando el PCG en un horizonte de 20 años del IPCC de 2013 [34]) se muestran en rojo. Se refleja la media y el rango del promedio nacional de EE. UU. de emisiones de metano del gas natural que informaron Brandt y su equipo [29] en sus materiales complementarios. Las emisiones de metano del diésel y el carbón se tomaron de Howarth *et al.* [8]. En el caso de la generación eléctrica, se usan las eficiencias promedio en EE. UU.: 41,8 % para el gas y 32,8 % para el carbón [20]. Varios estudios presentan datos sobre las emisiones de la generación eléctrica en otras unidades. Se pueden convertir los g C de CO<sub>2</sub> equivalente por MJ a g de CO<sub>2</sub> equivalente por kWh multiplicando por 13,2. Se pueden convertir los g de CO<sub>2</sub> equivalente por MJ a g C de CO<sub>2</sub> equivalente por kWh multiplicando por 3,6.

La mayoría de los estudios en las Tablas 1 y 2, publicados después de nuestro trabajo de 2011 [8], se enfocaron en comparar la generación eléctrica con gas natural y con carbón, aunque uno de ellos también tuvo en cuenta el uso del gas natural como combustible para transporte de larga distancia [40]. Para contextualizar, en el período comprendido entre 2008 y 2013 en EE. UU., el 31 % del gas natural se utilizó para generar electricidad, mientras que el 0,1 % se utilizó como combustible para transporte [50]. Ninguno de los estudios de las Tablas 1 y 2, a excepción de Howarth *et al.* [8], tuvo en cuenta el uso del gas natural en su uso primario: como fuente de calor. En EE. UU., en los últimos 6 años, el 32 % del gas natural se ha utilizado para calefacción residencial y comercial, mientras que el 28 % se utilizó para la generación de energía para procesos industriales [50]. El foco en la electricidad es apropiado cuando la única pregunta a mano

es “¿cómo incide en las emisiones de GEI reemplazar el carbón por el gas natural para la generación eléctrica?”. Sin embargo, los planteamientos de políticas energéticas han promovido otros usos del gas natural —sin ninguna prueba científica— como forma de reducir las emisiones de GEI, al parecer bajo la premisa errada de que el análisis del caso de la generación eléctrica era aplicable a todos los usos. Antes de analizar algunos de estos otros usos del gas natural, quisiera profundizar en el problema de la generación eléctrica.

En muchos de los trabajos citados en las Tablas 1 y 2 se llegó a la conclusión de que reemplazar el carbón por el gas natural para la generación eléctrica repercutía de manera positiva en las emisiones de GEI. Sin embargo, cabe señalar que en la mayoría de dichos trabajos se arribó a esa conclusión utilizando únicamente o bien la escala temporal de 100 años [4, 12-14, 16, 17, 29, 39], o bien un nivel de emisión de metano muy bajo [4, 12-14, 17, 39], o ambas cosas. Las diferencias en términos de eficiencia en las plantas de energía eléctrica, ya sea que se comparen las plantas actuales promedio o las mejores tecnologías posibles, son relativamente pequeñas en comparación con la influencia del PCG en los cálculos [8, 18, 20, 40]. Si se utilizan un horizonte de 20 años para el PCG y los cálculos de emisiones de metano de Howarth *et al.* [8], la huella de GEI de la generación eléctrica con gas natural es más elevada que la del carbón [8, 18-20]. Alvarez y su equipo [40] concluyeron que, en el caso de la generación eléctrica, la huella de GEI del gas natural era menor que la del carbón en todos los horizontes temporales solamente si la tasa de fugas de metano era menor al 3,2 %. En su análisis, utilizaron los cálculos sobre el forzamiento radiativo del metano provenientes de la síntesis del IPCC de 2007 [36], y si corregimos sus cálculos tomando en cuenta los datos de la evaluación del IPCC de 2013 [34], este “punto de equilibrio” se convierte en un 2,8 %. Si consideramos además que la incertidumbre en el forzamiento radiativo del metano es del 30 % o más [34], el rango de este valor de “punto de equilibrio” pasa a ser de entre el 2,4 % y el 3,2 %.

En la Figura 5 (panel de la derecha), comparo los GEI del gas natural y el carbón utilizados para la generación eléctrica, usando nuevamente la convención del poder calorífero superior [2, 8], el valor más reciente del IPCC para el PCG de 20 años [34] y el rango de emisiones de metano informados por Brandt y su equipo [29]. No se hizo ninguna distinción relativa a una menor cantidad de emisiones *downstream* de los ductos que alimentan las plantas eléctricas, como sí se hizo en varios otros estudios [12-14, 16], simplemente porque no existen datos que permitan separar las emisiones *downstream*

específicas de la generación eléctrica [51]. En este análisis se utiliza la eficiencia promedio de las plantas de energía eléctrica que operan actualmente en EE. UU.: un 41,8 % en el caso del gas y un 32,8 % en el caso del carbón [20]. Las emisiones por unidad de energía generada como electricidad son más elevadas que las de la calefacción por sí sola, debido a las correcciones relativas a la eficiencia. Aunque la diferencia en las huellas del uso de estos dos combustibles es menor para la comparación de la electricidad que para la comparación de la calefacción, en la escala de 20 años la huella de GEI del gas natural sigue siendo más elevada que la del carbón, incluso en el límite inferior del cálculo de las emisiones de metano. Esta conclusión sigue vigente luego de comparar los combustibles que se usan con la mejor tecnología disponible (una eficiencia del 50,2 % para el gas natural y del 43,3 % para el carbón [20]); las emisiones por unidad de electricidad generada disminuyen en ambos casos aproximadamente en la misma cantidad.

En cuanto al uso dominante del gas natural —calefacción de agua, espacios domésticos y comerciales, y energía para procesos industriales—, el análisis que presentamos en 2011 [8] y que se muestra en la Figura 1 sigue siendo el único estudio publicado antes de este nuevo análisis, que se muestra en la Figura 5 (panel izquierdo). La versión actualizada que se muestra aquí indica de manera convincente que, en estos usos, el gas natural no es un combustible amigable para el ambiente. Sin embargo, las consecuencias en materia de GEI pueden incluso ser peores de lo que se muestra en la Figura 5 y en Howarth *et al.* [8], como argumentaré a continuación.

Un estudio reciente financiado por la Fundación Estadounidense del Gas promovía el uso del gas en lugar de la electricidad para los aparatos domésticos (para el agua caliente, para cocinar, etc.) aduciendo una supuesta ventaja en términos de emisiones de GEI [52]. En el informe, se sostiene que un aparato de gas tendrá una eficiencia mayor en la utilización del combustible (hasta un 92 %) en comparación con la eficiencia total de producir y usar electricidad (“apenas un 40 %”, según el estudio). Sin embargo, en su análisis no incluyeron las emisiones de metano ni consideraron el alto grado de eficiencia de algunos electrodomésticos, como las bombas de calor aire-agua para el agua caliente en el ámbito doméstico. Para un ingreso dado de electricidad, estas bombas de calor pueden producir 2,2 veces más de energía calorífica, puesto que recogen y concentran el calor del ambiente local [53]. En una comparación del uso de calderas de gas y de bombas de calor eléctricas de alta eficiencia, cuando la electricidad para las bombas de calor se generaba con carbón, estas tenían una huella de GEI más baja que las

del uso doméstico de gas si la tasa de emisión de metano era mayor que el 0,7 % para un PCG de 20 años, o el 1,3 % para un PCG de 100 años [51]. Si se utiliza la media de emisión de metano de Howarth *et al.* [8] para el uso de gas convencional (Fig. 2) y un PCG de 20 años, la huella de GEI de la caldera de gas natural era el doble que la de la bomba de calor [51]. Desde luego, una bomba de calor doméstica alimentada con electricidad de fuentes renovables (energía eólica o solar) tendría una huella de GEI mucho menor [54].

¿Y qué pasa con otros usos del gas natural? La Ley de Gas Natural, presentada ante el Congreso de EE. UU. en 2011 con apoyo bipartidario y del presidente Obama, habría otorgado subsidios fiscales para promover el reemplazo del combustible diésel por gas natural para los camiones y micros de larga distancia; pero la ley no se aprobó, en parte debido a la oposición de los conservadores, que consideraban que iba a “distorsionar el mercado” [55, 56]. En Quebec, la industria sostuvo que el reemplazo del diésel por el gas *shale* reduciría las emisiones de GEI hasta un 30 % [57]. No obstante, y en contraste con la posible ventaja que reportaría reemplazar el carbón por el gas natural para la generación eléctrica (si las emisiones de metano pueden mantenerse lo suficientemente bajas), usar gas natural en lugar de diésel en el transporte de larga distancia aumentaría significativamente las emisiones de GEI [29, 40]. Esto se debe en parte a que el motor de los camiones utiliza la energía del gas natural con menos eficiencia que la del diésel. Además, aunque las emisiones de metano de los sistemas de transporte aún no se han medido adecuadamente, cabe imaginar emisiones considerables durante las operaciones de recarga de combustible de micros y camiones, así como en el venteo de los tanques de gas natural en los vehículos, necesario para que la presión del gas sea significativamente segura en las épocas de clima cálido. Pese a los hallazgos que Alvarez y su equipo publicaron en 2012 [40], la EPA sigue indicando que reemplazar el diésel por el gas natural en los micros reduce las emisiones de GEI [58].

### **Reflexiones finales**

En 1950, cerca de la fecha en que nací, la actividad humana había aportado suficientes GEI a la atmósfera para provocar un forzamiento radiativo —el factor que impulsa el calentamiento global— de 0,57 vatios m<sup>-2</sup> en comparación con la época previa a la Revolución Industrial [34]. Treinta años más tarde, en 1980, cuando di mi primer curso sobre biósfera y cambio global, la influencia humana había duplicado el forzamiento radiativo antropógeno a 1,25 vatios m<sup>-2</sup> [34]. Y otros treinta años más tarde, la liberación

continua de GEI por parte de los seres humanos ha vuelto a duplicar el forzamiento radiativo, esta vez a 2,29 vatios  $m^{-2}$ , es decir, 4 veces más que apenas 60 años atrás [34]. La temperatura de la Tierra sigue elevándose en respuesta a estos cambios a una velocidad alarmante, y los científicos del clima nos dicen que el sistema climático puede alcanzar peligrosos puntos críticos tan solo dentro de unas pocas décadas [34, 41, 42]. ¿Acaso es demasiado tarde para encarar una reducción seria de las emisiones de GEI? Sinceramente, espero que no sea el caso, aunque no caben dudas de que la sociedad se ha demorado mucho en responder a este riesgo. El uso de los combustibles fósiles es la principal causa de las emisiones de GEI, y cualquier iniciativa genuina que procure reducir las emisiones debe comenzar por ahí.

¿El gas natural es un combustible puente? En el mejor de los casos, reemplazar el carbón por el gas natural para generar electricidad puede dar lugar a una reducción muy modesta de las emisiones totales de GEI, si en verdad fuera posible mantener esas emisiones por debajo de un rango de entre el 2,4 % y el 3,2 % (basándonos en [40], ajustado según la información más reciente sobre el forzamiento radiativo del metano [34]). Se trata de un gran “sí”, que exigirá una inversión sin precedentes en la infraestructura del gas natural y en supervisión regulatoria. Para el resto de los usos previsibles del gas natural (calefacción, transporte), la huella de GEI es más elevada que si la sociedad escogiera otros combustibles fósiles, incluso con los controles más estrictos posibles sobre las emisiones de metano, si consideramos las consecuencias en el horizonte que calcula el PCG en pocas décadas. Dada la sensibilidad del sistema climático global al metano [41, 42], ¿por qué nos arriesgaríamos a seguir usando el gas natural? El papel recurrente del metano en el calentamiento global es amplio, y contribuye a 1,0 vatios  $m^{-2}$  del total neto de 2,29 vatios  $m^{-2}$  de forzamiento radiativo [34].

¿Estoy diciendo que tenemos que seguir usando carbón y petróleo en lugar de reemplazarlos por gas natural? Para nada. La sociedad necesita librarse de la adicción a los combustibles fósiles tan pronto como sea posible. Pero reemplazar algunos combustibles fósiles (carbón, petróleo) por otros (gas natural) no bastará para ocuparnos del calentamiento global. En cambio, deberíamos abrazar las tecnologías del siglo XXI, y convertir nuestros sistemas energéticos para que se alimenten de las energías eólica, solar e hidráulica [59, 60, 61]. En Jacobson *et al.* [54], establecimos un plan de implementación para todo el estado de Nueva York, a fin de convertirlo en un estado prácticamente libre de combustibles fósiles hacia 2030, y completamente libre hacia 2050. El plan se basa en el uso de tecnologías que están disponibles comercialmente en el

presente e incluye tecnologías modernas como las bombas de calor de alta eficiencia para el agua caliente y la calefacción de espacios en el ámbito doméstico. Calculamos que, en el transcurso de su implementación, el plan sería menos costoso que el precio que la contaminación del aire generada por los combustibles fósiles impone a los/as residentes Nueva York, y que estos pagan con muerte y enfermedad [54]. Solo a través de conversiones tecnológicas de ese tipo podrá la sociedad afrontar realmente el cambio global. El gas natural es un puente a ninguna parte.

### **Agradecimientos**

Esta investigación fue financiada por la Universidad de Cornell, la Park Foundation y el Wallace Global Fund. Agradezco los valiosos comentarios que hicieron a las primeras versiones del manuscrito a Bongghi Hong, Roxanne Marino, Tony Ingraffea, George Woodwell, y a las dos personas que revisaron este artículo y que pidieron permanecer en el anonimato.

### **Conflicto de interés**

No se declara ninguno.

### **Bibliografía**

1. EIA. 2013. Annual energy outlook 2013 early release. Energy Information Agency, US Department of Energy. Disponible en: [http://www.eia.gov/energy\\_in\\_brief/article/about\\_shale\\_gas.cfm](http://www.eia.gov/energy_in_brief/article/about_shale_gas.cfm) (consultado el 27 de diciembre de 2013).
2. Hayhoe, K., H. S. Kheshgi, A. K. Jain y D. J. Wuebbles. 2002. Substitution of natural gas for coal: climatic effects of utility sector emissions. *Clim. Change* 54:107–139.
3. Lelieveld, J., S. Lechtenbohmer, S. S. Assonov, C. A. M. Brenninkmeijer, C. Dinest, M. Fishedick, *et al.* 2005. Low methane leakage from gas pipelines. *Nature* 434: 841–842.
4. Jamarillo, P., W. M. Griffin y H. S. Mathews. 2007. Comparative life-cycle air emissions of coal, domestic natural gas, LNG, and SNG for electricity generation. *Environ. Sci. Technol.* 41:6290–6296.
5. Harrison, M. R., T. M. Shires, J. K. Wessels y R. M. Cowgill. 1996. Methane emissions from the natural gas industry. Volume 1: executive summary.

EPA-600/R-96-080a. U.S. Environmental Protection Agency, Office of Research and Development, Washington, DC.

6. Comunicación personal con Roger Fernandez, US EPA. 19/5/2011.
7. EPA. 2010. Greenhouse gas emissions reporting from the petroleum and natural gas industry. Background technical support document. U.S. Environmental Protection Agency, Washington, DC. Disponible en: [http://www.epa.gov/climatechange/emissions/downloads10/Subpart-W\\_TSD.pdf](http://www.epa.gov/climatechange/emissions/downloads10/Subpart-W_TSD.pdf) (consultado el 24 de febrero de 2011).
8. Howarth, R. W., R. Santoro y A. Ingraffea. 2011. Methane and the greenhouse gas footprint of natural gas from shale formations. *Clim. Change Lett.* 106:679–690. doi: 10.1007/s10584-011-0061-5.
9. U.S. Environmental Protection Agency Office of Inspector General. 2013. EPA needs to improve air emissions data for the oil and natural gas production sector. EPA OIG, Washington, DC.
10. Walsh, B. 2011. People who mattered: Mark Ruffalo, Anthony Ingraffea, Robert Howarth. *Time*, Person of the Year (en línea), 14/12/2011. Disponible en: [http://content.time.com/time/specials/packages/article/0,28804,2101745\\_2102309\\_2102323,00.html](http://content.time.com/time/specials/packages/article/0,28804,2101745_2102309_2102323,00.html) (consultado el 30 de diciembre de 2011).
11. EPA. 2011. Inventory of U.S. greenhouse gas emissions and sinks: 1990–2009. 14 April 2011. U.S. Environmental Protection Agency, Washington, DC. Disponible en: <http://epa.gov/climatechange/emissions/usinventoryreport.html> (consultado el 25 de noviembre de 2011).
12. Venkatesh, A., P. Jaramillo, W. M. Griffin y H. S. Matthews. 2011. Uncertainty in life cycle greenhouse gas emissions from United States natural gas end-uses and its effect on policy. *Environ. Sci. Technol.* 45:8182–8189.
13. Jiang, M., W. M. Griffin, C. Hendrickson, P. Jaramillo, J. van Briesen y A. Benkatesh. 2011. Life cycle greenhouse gas emissions of Marcellus shale gas. *Environ. Res. Lett.* 6:034014. doi: 10.1088/1748-9326/6/3/034014.
14. Stephenson, T., J. E. Valle, and X. Riera-Palou. 2011. Modeling the relative GHG emissions of conventional and shale gas production. *Environ. Sci. Technol.* 45:10757–10764.
15. Hultman, N., D. Rebois, M. Scholten y C. Ramig. 2011. The greenhouse impact of unconventional gas for electricity generation. *Environ. Res. Lett.* 6:044008. doi: 10.1088/1748-9326/6/4/044008.

16. Burnham, A., J. Han, C. E. Clark, M. Wang, J. B. Dunn y I. P. Rivera. 2011. Life-cycle greenhouse gas emissions of shale gas, natural gas, coal, and petroleum. *Environ. Sci. Technol.* 46:619–627.
17. Cathles, L. M., L. Brown, M. Taam y A. Hunter. 2012. A commentary on “The greenhouse-gas footprint of natural gas in shale formations” by R.W. Howarth, R. Santoro, and Anthony Ingraffea. *Clim. Change* 113:525– 535.
18. Howarth, R. W., R. Santoro, A. Ingraffea. Venting and leakage of methane from shale gas development: reply to Cathles et al. 2012. *Clim. Change* 113:537–549. doi: 10.1007/s10584-012-0401-0.
19. Howarth, R. W., D. Shindell, R. Santoro, A. Ingraffea, N. Phillips y A. Townsend-Small. 2012. Methane emissions from natural gas systems. Background paper prepared for the National Climate Assessment, Reference # 2011-003, Office of Science & Technology Policy Assessment, Washington, DC. Disponible en: <http://www.eeb.cornell.edu/howarth/Howarth%20et%20al.%20-%20National%20Climate%20Assessment.pdf> (consultado el 1 de marzo de 2012).
20. Hughes, D. 2011. Lifecycle greenhouse gas emissions from shale gas compared to coal: an analysis of two conflicting studies. Post Carbon Institute, Santa Rosa, CA. Disponible en: <http://www.postcarbon.org/reports/PCI-Hughes-NETL-Cornell-Comparison.pdf> (consultado el 30 de octubre de 2011).
21. Howarth, R. W. y A. Ingraffea. 2011. Should fracking stop? Yes, it is too high risk. *Nature* 477:271–273.
22. USGS. 2012. Variability of distributions of well-scale estimated ultimate recovery for continuous (unconventional) oil and gas resources in the United States. U.S. Geological Survey, USGS Open-File Report 2012–1118. Disponible en: <http://pubs.usgs.gov/of/2012/1118/> (consultado el 5 de enero de 2014).
23. Phillips, N. G., R. Ackley, E. R. Crosson, A. Down, L. Huttyra, M. Brondfield, *et al.* 2013. Mapping urban pipeline leaks: methane leaks across Boston. *Environ. Pollut.* 173:1–4.
24. Jackson, R. B., A. Down, N. G. Phillips, R. C. Ackley, C. W. Cook, D. L. Plata, *et al.* 2014. Natural gas pipeline leaks across Washington, DC. *Environ. Sci. Technol.* 48:2051–2058.

25. Townsend-Small, A., S. C. Tyler, D. E. Pataki, X. Xu y L. E. Christensen. 2012. Isotopic measurements of atmospheric methane in Los Angeles, California, USA reveal the influence of “fugitive” fossil fuel emissions. *J. Geophys. Res.* 117:D07308.
26. Pétron, G., G. Frost, B. T. Miller, A. I. Hirsch, S. A. Montzka, A. Karion, *et al.* 2012. Hydrocarbon emissions characterization in the Colorado Front Range – a pilot study. *J. Geophys. Res.* 117:D04304. doi: 10.1029/2011JD016360
27. Karion, A., C. Sweeney, G. Pétron, G. Frost, R. M. Hardesty, J. Kofler, *et al.* 2013. Methane emissions estimate from airborne measurements over a western United States natural gas field. *Geophys. Res. Lett.* 40:4393–4397.
28. Caulton, D. R., P. B. Shepson, R. L. Santoro, J. P. Sparks, R. W. Howarth, A. Ingaffea, *et al.* 2014. Toward a better understanding and quantification of methane emissions from shale gas development. *Proc. Natl. Acad. Sci. USA* 111:6237–6242.
29. Brandt, A. F., G. A. Heath, E. A. Kort, F. O. O’Sullivan, G. Pétron, S. M. Jordaan, *et al.* 2014. Methane leaks from North American natural gas systems. *Science* 343:733–735.
30. Allen, D. T., V. M. Torres, K. Thomas, D. W. Sullivan, M. Harrison, A. Hendler, *et al.* 2013. Measurements of methane emissions at natural gas production sites in the United States. *Proc. Natl. Acad. Sci. USA* 110:17768–17773.
31. Shires, T. y M. Lev-On 2012. P. 48 *in* Characterizing pivotal sources of methane emissions from unconventional natural gas production: summary and analysis of API and ANGA survey responses. American Petroleum Institute, American Natural Gas Alliance, Washington, DC.
32. Miller, S. M., S. C. Wofsy, A. M. Michalak, E. A. Kort, A. E. Andrews, S. C. Biraud, *et al.* 2013. Anthropogenic emissions of methane in the United States. *Proc. Natl. Acad. Sci. USA* 110:20018–20022.
33. Romm, J. 2014. By the time natural gas has a net climate benefit, you’ll likely be dead and the climate ruined. *Climate Progress*, 19/02/2014. Disponible en: <http://thinkprogress.org/climate/2014/02/19/3296831/natural-gas-climate-benefit/#> (consultado el 2 de marzo de 2014).
34. IPCC. 2013. *Climate change 2013: the physical science basis*. Intergovernmental Panel on Climate Change. Disponible en: <https://www.ipcc.ch/report/ar5/wg1/> (consultado el 10 de enero de 2014).
35. IPCC. 1996. *IPCC second assessment, climate change, 1995*. Intergovernmental Panel on Climate Change. Disponible en:

<http://www.ipcc.ch/pdf/climate-changes-1995/ipcc-2nd-assessment/2nd-assessment-en.pdf> (consultado el 22 de febrero de 2014).

36. IPCC. 2007. IPCC Fourth Assessment Report (AR4), Working Group 1, the physical science basis. Intergovernmental Panel on Climate Change. Disponible en: [http://www.ipcc.ch/publications\\_and\\_data/ar4/wg1/en/contents.html](http://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg1/en/contents.html) (consultado el 22 de febrero de 2014).
37. Shindell, D. T., G. Faluvegi, D. M. Koch, G. A. Schmidt, N. Unger y S. E. Bauer. 2009. Improved attribution of climate forcing to emissions. *Science* 326:716–718.
38. Wigley, T. M. L. 2011. Coal to gas: the influence of methane leakage. *Clim. Change Lett.* 108:601–608.
39. Skone, T. J., J. Littlefield y J. Marriott. 2011. Life cycle greenhouse gas inventory of natural gas extraction, delivery and electricity production. Informe final: 24/10/2011 (DOE/NETL-2011/1522). U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory, Pittsburgh, PA.
40. Alvarez, R. A., S. W. Pacala, J. J. Winebrake, W. L. Chameides y S. P. Hamburg. 2012. Greater focus needed on methane leakage from natural gas infrastructure. *Proc. Natl. Acad. Sci. USA* 109:6435–6440. doi:10.1073/pnas.1202407109.
41. Shindell, D., J. C. I. Kuylenstierna, E. Vignati, R. van Dingenen, M. Amann, Z. Klimont, *et al.* 2012. Simultaneously mitigating near-term climate change and improving human health and food security. *Science* 335:183–189.
42. UNEP/WMO. 2011. Integrated assessment of black carbon and tropospheric ozone: summary for decision makers. United Nations Environment Programme and the World Meteorological Organization, Nairobi, Kenya.
43. Hansen, J., M. Sato, P. Kharecha, G. Russell, D. W. Lea y M. Siddall. 2007. Climate change and trace gases. *Philos. Trans. R. Soc. A* 365:1925–1954.
44. Hansen, J. y M. Sato. 2004. Greenhouse gas growth rates. *Proc. Natl. Acad. Sci. USA* 101:16109–16114.
45. Schaefer, K., T. Zhang, L. Bruhwiler y A. Barrett. 2011. Amount and timing of permafrost carbon release in response to climate warming. *Tellus* 63:165–180. doi: 10.1111/j.1600-0889.2011.00527.x
46. Zimov, S. A., E. A. G. Schuur y F. S. Chapin. 2006. Permafrost and the global carbon budget. *Science* 312:1612–1613.
47. BSI. 2011. Specification for the assessment of the life cycle greenhouse gas emissions of goods and services. British Standards Institute, Londres.

48. WRI/WBCSD. 2012. Product life cycle accounting and reporting standard. World Resources Institute, Washington, DC.
49. EPA. 2014. Overview of greenhouse gases. US Environmental Protection Agency. Disponible en: <http://epa.gov/climatechange/ghgemissions/gases/ch4.html> (consultado el 17 de febrero de 2014).
50. EIA. 2014. Natural gas consumption by end use. Energy Information Agency, US Department of Energy. Disponible en: [http://www.eia.gov/dnav/ng/ng\\_cons\\_sum\\_dcu\\_nus\\_a.htm](http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_cons_sum_dcu_nus_a.htm) (consultado el 3 de marzo de 2014).
51. Hong, B. y R. W. Howarth. En revisión. Assessing an acceptable level of methane emissions from using natural gas: domestic hot water example.
52. IHS CERA. 2014. Fueling the future with natural gas: bringing it home. Executive Summary. Enero de 2014. Disponible en: [www.fuelingthefuture.org/assets/content/AGF-Fueling-the-Future-Study.pdf](http://www.fuelingthefuture.org/assets/content/AGF-Fueling-the-Future-Study.pdf) (consultado el 2 de marzo de 2014).
53. American Council for and Energy-Efficient Economy. 2014. Water heating. Disponible en: <http://www.aceee.org/consumer/water-heating> (consultado el 3 de febrero de 2014).
54. Jacobson, M. Z., R. W. Howarth, M. A. Delucchi, S. R. Scobies, J. M. Barth, M. J. Dvorak, *et al.* 2013. Examining the feasibility of converting New York State's all-purpose energy infrastructure to one using wind, water, and sunlight. *Energy Policy* 57:585–601.
55. Weis, D. J., and S. Boss. 2011. Conservatives power big oil, stall cleaner natural gas vehicles. Center for American Progress, 06/6/2011. Disponible en: [http://www.americanprogress.org/issues/2011/06/nat\\_gas\\_statements.html](http://www.americanprogress.org/issues/2011/06/nat_gas_statements.html) (consultado el 2 de marzo de 2014).
56. Dolan, E. 2013. What stands in the way of natural gas replacing gasoline in the US? OilPrice.com, 8/01/2013. Disponible en: <http://oilprice.com/Energy/Natural-Gas/What-Stands-in-the-Way-of-Natural-Gas-Replacing-Gasoline-in-the-US.html> (consultado el 2 de marzo de 2014).
57. Beaudine, M. 2010. In depth: shale gas exploration in Quebec. *The Gazette*, 15/11/2010.
58. EPA. 2014. Sources of greenhouse gas emissions. US Environmental Protection Agency. Disponible en:

<http://www.epa.gov/climatechange/ghgemissions/sources/transportation.html> (consultado el 21 de febrero de 2014).

59. Jacobson, M. Z. 2009. Review of solutions to global warming, air pollution, and energy security. *Energy Environ. Sci.* 2:148–173.

60. Jacobson, M. A. y M. A. Delucchi. 2009. A path to sustainable energy by 2030. *Scientific American*, noviembre de 2009.

61. Jacobson, M. A. y M. A. Delucchi. 2011. Providing all global energy with wind, water, and solar power, Part I: technologies, energy resources, quantities and areas of infrastructure, and materials. *Energy Policy* 39: 1154–1169.