

La huella de gases de efecto invernadero del gas natural licuado (GNL) exportado de Estados Unidos

Robert H. Howarth

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

Aceptado el 6 de septiembre de 2024 para su publicación en una revista científica revisada por pares

Traducción al español: Territorio de Ideas

Coordinación de la traducción: Observatorio Petrolero Sur

Palabras clave: metano, emisiones de metano, emisiones fugitivas, deslizamiento de metano, evaporación, buque metanero, licuefacción, análisis del ciclo de vida, potencial de calentamiento global, PCG, PCG₂₀

Resumen

Desde que se levantó el bloqueo a las exportaciones de gas natural licuado (GNL) en 2016, las exportaciones de este recurso han aumentado estrepitosamente en Estados Unidos, país que ahora es el mayor exportador de GNL en el mundo. El gas natural licuado se produce mayormente a partir del gas de esquisto o gas *shale*. La producción de gas *shale* así como su licuefacción para la producción de GNL y el transporte de este último en buques metaneros son actividades de uso intensivo de energía, que suponen un importante aporte a la huella ecológica del GNL. La producción y el transporte del gas *shale* emiten una cantidad sustancial de metano, y la licuefacción y transporte pueden aumentar aún más dichas emisiones. Por lo tanto, el dióxido de carbono (CO₂) emitido en la combustión final del GNL supone solo un 34 % del total de gases de efecto invernadero (GEI), cuando se compara al CO₂ y al metano en un periodo de 20 años después de la emisión (PCG₂₀). Las emisiones de metano en los segmentos *upstream* y *midstream* son las que más contribuyen a la huella ecológica del GNL (38 % del total de emisiones de GNL, según el cálculo del PCG₂₀). Si sumamos las emisiones de CO₂ provenientes de la energía utilizada para producir GNL, las emisiones *upstream* y *midstream* totales ascienden en promedio a un 47 % del total de la huella de GEI del GNL. Otras fuentes importantes de emisiones son el proceso de licuefacción (en promedio, 8,8 % del total según el PCG₂₀) y el transporte en buques metaneros (en promedio, 5,5 % del total según el PCG₂₀). Las emisiones de los tanques metaneros oscilan entre el 3,9 % y el 8,1 % dependiendo del tipo de buque. Sorpresivamente, los metaneros más modernos, con motores de 2 y 4 tiempos, tienen un total de emisiones de GEI más alto que los propulsados a vapor debido al deslizamiento de metano por el escape, a pesar de que los primeros tienen un uso más eficiente de combustible y emiten menos CO₂. En general, la huella de GEI del GNL como fuente de combustible es 33 % mayor que la del carbón cuando se analiza su PCG₂₀ (160 g de CO₂ equivalentes/MJ contra 120 g de CO₂

equivalentes/MJ). Incluso si se analizara la huella del GNL en un periodo de 100 años después de la emisión (PCG_{100}) —lo cual es una enorme subestimación del daño climático del metano—, esta igualaría o excedería la del carbón.

Introducción

En el presente trabajo analizo la huella de gases de efecto invernadero del gas natural licuado (GNL) producido y exportado en Estados Unidos. El país había prohibido la exportación de GNL antes de 2016, pero desde que se levantó la medida las exportaciones han aumentado rápidamente (DiSavino 2017), tanto que en 2022 Estados Unidos pasó a ser el primer exportador de GNL a nivel mundial (EIA 2023-a). Las exportaciones se duplicaron entre 2019 y 2023; si el gobierno de EE. UU. continúa permitiéndolas, estas llegarían a duplicarse otra vez en los próximos cuatro años (Joselow y Puko 2023). Hasta el 2023, el GNL exportado de Estados Unidos representaba el 21 % del transporte mundial de este recurso (IGU 2024). En enero de 2024, el presidente Biden impuso una moratoria ante el aumento de las exportaciones de GNL hasta que pueda evaluarse cuáles eran las consecuencias de tales exportaciones y se hiciera un análisis de las emisiones de GEI (Carbon Brief 2024). La Casa Blanca usó una versión anterior del análisis que presento en este artículo como prueba de la necesidad de estudios más precisos sobre las emisiones de GEI provenientes del GNL, en particular, las de metano (Clarke 2024).

A menudo, quienes proponen un aumento en las exportaciones de GNL desde EE. UU. hacia Europa y Asia lo hacen argumentando como beneficio climático que la alternativa sería un mayor uso del carbón que producen esas regiones (Sneath 2023; Joselow y Puko 2023), con el consecuente aumento de emisiones de CO_2 . En realidad, si bien estas últimas son mayores que las provenientes de la quema del carbón, las emisiones de metano contrarrestan significativamente esa diferencia (Howarth et al. 2011; Howarth 2014; Howarth y Jacobson 2021; Gordon et al. 2023). Como gas de efecto invernadero, el metano es 80 veces más nocivo que el CO_2 cuando se lo analiza en un periodo de 20 años (IPCC 2021), por lo tanto, incluso una pequeña emisión de metano puede tener un gran impacto. Es evidente que las emisiones de GEI del GNL tienen que ser mayores que las del gas natural del que proviene, dada la energía que se necesita para licuar el gas, transportar el GNL y regasificarlo. El proceso de licuefacción por sí solo supone un consumo muy intensivo de energía (Hwang et al. 2014; Pace Global 2015). Es necesario realizar una evaluación del ciclo de vida para determinar la magnitud completa de las emisiones de GEI del GNL. Mi análisis se nutre de evaluaciones anteriores del ciclo de vida del GNL (Tamura et al. 2001; Okamura et al. 2007; Abrahams et al. 2015; NETL 2019; Gan et al. 2020; Nie et al. 2020; Rosselot et al. 2021), de las cuales solamente las posteriores a 2015 han examinado la exportación de GNL desde Estados Unidos, y lo han hecho poniendo el foco en China como país de destino. En este trabajo, mi objeto principal son las exportaciones de EE. UU. a Europa, además de China, usando los datos más recientes sobre emisiones de metano provenientes del desarrollo del gas *shale* en Estados Unidos.

En EE. UU., la mayor parte de la producción de gas natural es del tipo *shale*, extraído mediante fractura hidráulica de alto volumen y perforación direccional de alta precisión, dos tecnologías que apenas comenzaron a utilizarse comercialmente para el desarrollo del gas *shale* en el presente siglo (Howarth 2019, 2022-a). Lo que permitió e impulsó el aumento en las exportaciones de GNL desde EE. UU. fue el aumento rápido en la producción de gas *shale* (Joselow y Puko 2023). Como se ve en la Figura 1, entre 1985 y 2005, la producción de gas

natural se mantenía relativamente constante; desde entonces ha habido un rápido incremento, que se puede adjudicar casi en su totalidad a la producción de gas *shale*. EE. UU. fue importador neto de gas natural entre 1985 y 2015, y solo se convirtió en exportador neto gracias al GNL en 2016, impulsado por un nivel de producción que excedía el consumo interno. La producción de gas *shale* es bastante intensiva desde el punto de vista energético, por lo que en cualquier evaluación del ciclo de vida completo de la huella de GEI del GNL es necesario tener en cuenta las emisiones de CO₂ asociadas. Además, las emisiones de metano del gas *shale* pueden ser considerables. Desde 2008, las emisiones de metano del gas *shale* en Estados Unidos pueden haber contribuido un tercio del aumento total (y significativo) en los niveles de metano en la atmósfera a nivel mundial ((Howarth 2019, 2022-a).

En los últimos años ha ido cambiando el tipo de embarcaciones que se utilizan para transportar GNL (Huan et al. 2018; Bakkali y Ziomas 2019; Pavlenko et al. 2020), y el 85 % de la flota global está compuesta por metaneros de menos de 20 años de antigüedad (IGU 2024). A comienzos de 2024, esta flota contaba con 701 metaneros, de los cuales solo 21 tenían más de 30 años, y 359 metaneros nuevos estaban en construcción (IGU 2024). Los buques metaneros tienen distintos tipos de propulsión, incluido el vapor y los motores de 2 y 4 tiempos. La gran mayoría se propulsa mediante el quemado de gas evaporado (*boil off*) o de otros combustibles, como diésel o fueloil pesado. El *boil off* es el vapor proveniente de la pérdida de metano debido a alguna fuga de calor a través del material aislante y hacia el interior de los tanques que contienen el GNL. Los únicos transportadores de uso habitual que no pueden aprovechar el metano evaporado como combustible son los buques propulsados por motores diésel de baja velocidad, ya que tienen un sistema de captura y relicuefacción del gas evaporado. Estos representan apenas el 7 % de la flota global, y no se han entregado nuevas unidades desde 2015, en parte debido a la dificultad que tienen para cumplir con las nuevas normas en materia de emisiones (IGU 2024). Los buques a vapor representan el 31,5 % de la flota global; son relativamente ineficientes, por lo que se los considera una “tecnología superada” (IGU 2024). Un 28 % de la flota está compuesta de metaneros con motores eléctricos cuya electricidad proviene de generadores de 4 tiempos que pueden quemar dos o más tipos de combustible (IGU 2024). Son más eficientes que los buques a vapor, pero tienen altos costos de mantenimiento. Entre las tecnologías de propulsión más nuevas están los motores de 2 tiempos que utilizan gas evaporado o diésel (IGU 2024). Los metaneros diésel de doble combustible (o *dual-fuel*) con motor de 2 tiempos tienen un mayor rendimiento de combustible, con lo cual es probable que en el futuro sean más comunes (Huan et al. 2018; Pavlenko et al. 2020).

Las emisiones de dióxido de carbono y de metano varían considerablemente según los distintos tipos de buques metaneros (Rosselot et al. 2023). Los propulsados por motores de 4 y 2 tiempos son más eficientes que los que utilizan vapor, y por lo tanto emiten menos CO₂ (Bakkali y Ziomas 2019; Pavlenko et al. 2020). Sin embargo, cuando estos buques de 4 y 2 tiempos queman el gas evaporado, una cantidad de metano escapa y es emitida en los gases de escape (Pavlenko et al. 2020; Balcombe et al. 2021). Los buques a vapor casi no emiten metano en sus gases de escape, lo cual podría compensar parcialmente sus emisiones de CO₂. Uno de los temas principales del análisis que presento aquí son las diferencias entre emisiones provenientes de los siguientes tipos de embarcación: 1) buques propulsados a vapor; 2) buques con motores de 4 tiempos; 3) buques más modernos, con motores de 2 tiempos; y 4) buques que no pueden quemar gas evaporado y son propulsados principalmente con combustible diésel. Gran parte de mi análisis se basa en tres evaluaciones reciente y exhaustivas del uso de GNL como combustible de uso marino (Pavlenko et al. 2020; Balcombe et al. 2021; Rosselot et al. 2023).

Figura 1.

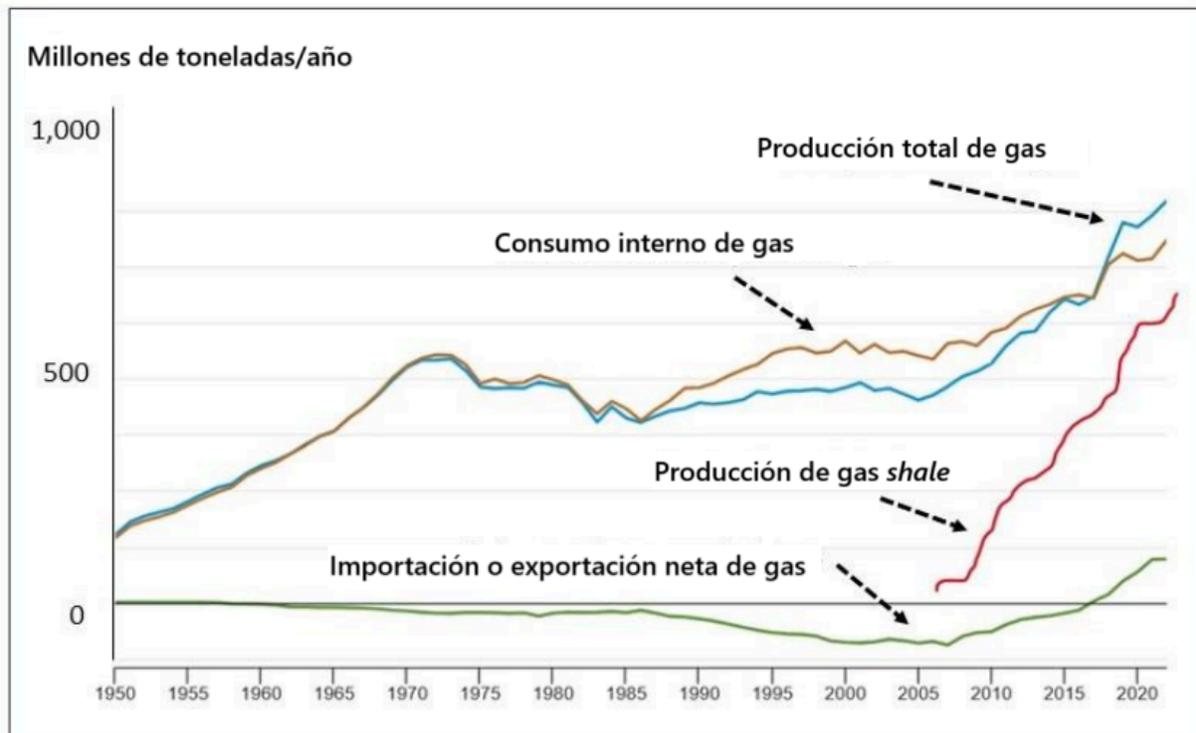


Figura 1. Tendencias en la producción de gas natural en Estado Unidos entre 1950 y 2022, incluidas la producción total de gas (convencional más *shale*), la producción de gas *shale*, el consumo interno y la importación o exportación neta de gas. Casi todos los aumentos en la producción de gas natural desde el 2005 se han debido al gas *shale*. Estados Unidos fue importador neto de gas natural entre 1985 y 2015, pero ha pasado a ser exportador neto desde 2016.

Presento aquí una evaluación detallada del ciclo de vida del sistema de GNL, que calcula las emisiones de la producción de *shale* gas desde su uso como carga de alimentación hasta su combustión por parte del usuario final. Mi análisis se centra en el dióxido de carbono y el metano, y excluye otros gases de efecto invernadero como el óxido nítrico, que representan un aporte muy pequeño a las emisiones totales para el gas natural y los sistemas de GNL (Howarth 2020; Pavlenko et al. 2020). Se incluyen las emisiones de CO₂ y metano en cada etapa de la larga cadena de suministro, incluidas aquellas relacionadas con la producción, el procesamiento, el almacenamiento y el transporte de gas *shale* que conforma la carga de alimentación del GNL (denominadas como emisiones *upstream* y *midstream*); emisiones de la energía usada en el proceso de licuefacción del gas *shale* para obtener GNL; emisiones de la energía consumida durante el transporte de GNL en buques metaneros; emisiones de la energía usada en la regasificación del GNL para la obtención de gas; y emisiones provenientes del suministro de gas al usuario final y de su combustión. Para las emisiones *upstream* y *midstream* de metano, me valgo de un análisis reciente y exhaustivo para el que se hicieron casi un millón de mediciones en Estados Unidos (Sherwin et al. 2024). Como se ha hecho en otras evaluaciones del ciclo de vida del GNL, aquí hago una comparación explícita entre las emisiones de GNL y las del carbón

(Abrahams et al. 2015; NETL 2019; Nie et al. 2020; Rosselot et al. 2021). También comparo la huella de GEI del GNL con la del petróleo y el gas natural de consumo interno y con la de las bombas de calor eléctricas.

Métodos

Para los cálculos se usan valores calóricos netos (también llamados valores de calentamiento menor). Cabe señalar que el uso de valores calóricos netos es una práctica estándar en la mayoría de los países, pero Estados Unidos usa valores calóricos brutos. Cuando se expresa la cantidad de emisiones en valores calóricos netos, estas son aproximadamente un 10 % mayores que al usar valores calóricos brutos (Hayhoe et al. 2002; Howarth et al. 2011; Howarth 2020). Se estima que el GNL y los combustibles pesados tienen una densidad energética de 48,6 MJ/kg y de 39 MJ/kg respectivamente (Engineering Toolbox 2023). Para convertir las emisiones de metano en equivalentes de CO₂, uso un Potencial de Calentamiento Global de 20 años (PCG₂₀) de 82,5 y un PCG de 100 años (PCG₁₀₀) de 29,8 (IPCC 2021). Es necesario especificar el periodo de tiempo de comparación porque el tiempo de permanencia atmosférica del metano es mucho más corto que el del CO₂. Se usa más comúnmente el PCG₁₀₀ que el PCG₂₀, si bien las pruebas muestran que el PCG₁₀₀ subestima el impacto climático del metano y a pesar de que el PCG₂₀ se está empleando cada vez más en las evaluaciones del ciclo de vida (Howarth 2014, 2020; Ocko et al. 2017; Fesenfeld et al. 2018; Pavlenko et al. 2020; Howarth y Jacobson 2021; Balcombe et al. 2021, 2022; Rosselot et al. 2021). Para facilitar el cálculo, este análisis ignora otros gases y supone que el *shale* gas y el GNL están compuestos solo de metano. La Tabla 1 resume algunos de los parámetros de entrada para la evaluación de ciclo de vida que se detallan a continuación.

Tabla 1.

Resumen de algunos de los principales parámetros de entrada usados en la evaluación del ciclo de vida del GNL. Discusión e implicaciones detalladas en el texto del artículo.

Etapa	Ecuación	Valores de parámetro	Referencias
<i>Upstream & midstream</i> Metano CO ₂	Ec. 1 Ec. 2	2,8% de la producción 612 g CO ₂ /kg GNL	Sherwin et al. (2024) DEC (2021), Tabla A.1
Metano downstream	Ec. 3	0,0032 kg/kg GNL	Alvarez et al. (2018)
Licuefacción Metano CO ₂	Ec. 4 Ec. 5	3,5 g CH ₄ /kg LNG 270 + 57 + 18 g CO ₂ /kg GNL	Balcombe et al. (2021) Tamura et al. (2001); Okamura et al. (2007)
Metaneros Deslizamiento de metano	 Ec. 6	 0%; 3,8%; o 6,4% de quema de combustible	 Pavlenko et al. (2020); Balcombe et al. (2022);

Consumo de combustible	Ec. 7, 8	108, 130, or 175 toneladas/día	Comer et al. (2024) Raza y Schoyen (2014); Bakkali & Ziomas (2019)
Gas de evaporación	Ec. 9	0,00135 kg CH ₄ /kg por día	Hassan et al. (2009); Huan et al. (2018); Rosselot et al. (2023)
Volumen de carga	--	68 000 toneladas GNL	Raza y Schoyen (2014)
Tiempos de viaje	--	21,4; 38; o 70 días ida y vuelta	Oxford Institute for Energy Studies (2018)

Emisiones *upstream* más *midstream*:

Las emisiones *upstream* más las emisiones *midstream* del CO₂ y del metano se basan en la cantidad total de gas natural y otros combustibles que se consumen en el sistema de GNL. Además del gas natural que quema el usuario final, se quema gas natural y GNL para satisfacer las necesidades energéticas de la licuefacción, el transporte en buques y la regasificación. Las emisiones *upstream* y *midstream* incluyen emisiones en los yacimientos de desarrollo de gas, en las plantas de almacenamiento y procesamiento y en los gasoductos de alta presión que transportan el gas natural a las instalaciones de licuefacción de GNL. Las siguientes dos ecuaciones expresan las emisiones *upstream* más las emisiones *midstream* del metano y el CO₂ respectivamente en unidades de metano y g de CO₂ por kg de GNL quemado por el usuario final:

$$\text{Ecuación 1} \quad \text{CH}_4 = [(0,028)*(1,028)*(1,000 \text{ g CH}_4/\text{kg}) * \mathbf{GNL.tot}] + [\mathbf{Fueloil} * (3,9 \text{ g CO}_4/\text{kg} \text{ petróleo})]$$

$$\text{Ecuación 2} \quad \text{CO}_2 = [(612 \text{ g CO}_2/\text{kg GNL}) * \mathbf{GNL.tot}] + [\mathbf{Fueloil} * (616 \text{ g CO}_2/\text{kg} \text{ petróleo})]$$

donde **GNL.tot** es la masa total de gas metano consumido o emitido, incluida no solamente la combustión final del combustible GNL regasificado sino también en las etapas *upstream* y *midstream*, durante la licuefacción, el transporte en metaneros y el emitido por los gasoductos que transportan el gas desde el puerto de destino del GNL hasta el consumidor final. **Fueloil** es la cantidad de fueloil pesado o diésel consumido por las embarcaciones (para aquellas que usan estos dos combustibles como fuente primaria de energía) dividida por la cantidad total de GNL entregado por trayecto y expresada en unidades de kg de fueloil/kg de GNL. Los cálculos para **GNL.tot** y para **Fueloil** se muestran abajo en las ecuaciones #3 y #11.

El factor de emisiones 0,028 (2,8 % de la producción de gas) del gas natural que se usa en la ecuación #1 se basa en un análisis reciente y exhaustivo de las emisiones *upstream* y *mainstream* en Estados Unidos que combina un conjunto de datos muy extenso obtenido a partir de observaciones realizadas desde aeronaves con simulaciones derivadas de datos empíricos (Sherwin et al. 2024). Aquí usamos sus estimaciones para la cuenca Pérmica, y ponderamos las emisiones *upstream* por la porción de energía producida como gas natural comparada con el petróleo, como recomiendan Sherwin et al. (2024). En la Tabla Complementaria A y en anexos disponibles solamente en línea. La gran mayoría de exportaciones de GNL de EE. UU. provienen de Texas y Luisiana (EIA 2023-a). La cuenca Pérmica (en el oeste de Texas y el sudeste de Nuevo México), y campos de gas asociado similares son los que proveen la mayoría del gas utilizada para esas exportaciones de GNL, una tendencia que se espera que continúe dada la proximidad de estos campos a las terminales de exportación de GNL (EIA 2022-a, 2022-b, 2023-b). Las emisiones de metano provenientes de la producción de fueloil se estiman en 0,10 g CH₄/MJ (NETL 2008; Howarth et al. 2011). Con una densidad energética de 39 MJ/kg, esto equivale a 3,9 g CH₄/kg fueloil (ecuación #1). Los factores de emisiones para las emisiones indirectas de dióxido de carbono en la ecuación #2 son 612 g CO₂/kg GNL para el gas natural y 616 g CO₂/kg para el fueloil (DEC 2021, Tabla A. 1, convertidos a unidades calóricas netas y métricas y expresados por masa de combustible usando las densidades energéticas arriba citadas). Estas emisiones indirectas de CO₂ provienen de la energía utilizada para explorar y perforar pozos de gas y petróleo, para la fractura hidráulica de los pozos y para el procesamiento, almacenamiento y transporte de los combustibles.

La masa total de metano quemado para producir dióxido de carbono o emitido como metano durante el ciclo de vida completo del GNL se calcula en la ecuación #3:

$$\text{Ecuación 3} \quad \mathbf{GNL.tot} = (1 \text{ kg/kg GNL}) + \mathbf{GNL.lic} + \mathbf{GNL.buq} + \mathbf{Vent.gas.evap} + (0,0032 \text{ kg/kg GNL})$$

en la que 1 kg/LNG es la cantidad de GNL quemado por el usuario final. **GNL.lic** es la masa total de GNL consumido o emitido durante el proceso de licuefacción, **GNL.buq** es la masa de GNL consumido por un buque metanero como combustible (para aquellos buques que queman GNL) dividida por la masa de GNL entregada, expresada en unidades de g CH₄/kg GNL entregado al puerto de destino. **Vent.gas.evap** es la masa de GNL emitida como metano a la atmósfera por los metaneros en la relicuefacción del metano evaporado (debido a la captura incompleta de ese metano) dividida por la masa de GN entregada al puerto de destino, expresada en unidades de g CH₄/kg GNL. El valor de 0,0032 kg/kg GNL es el gas emitido durante el transporte por gasoductos, desde la terminal de GNL hasta la planta eléctrica donde se consume el gas. Como se explica a continuación, mi análisis aplica al GNL que se usa para producir electricidad en el país de destino, y el valor de 0,0032 kg/kg GNL aplica a los gasoductos de alta presión que van desde la terminal de GNL hasta una planta de generación de electricidad (Alvarez et al. 2018). Las emisiones en el país de destino serían considerablemente más altas para el caso de la entrega de gas para calefacción en hogares y edificios comerciales (Howarth 2022-b).

El cálculo para **GNL.buq** se muestra a continuación, en la ecuación #8. El cálculo para **Vent.gas.evap** se describe en la ecuación #10. **GNL.lic** se calcula adicionando la masa de gas

quemado para producir las emisiones de CO₂ para la licuefacción (como se muestra en la ecuación #4, convertida de masa de CO₂ a masa de CH₄ multiplicando por 44 g/mol y multiplicando por 16 g/mol) y la masa de metano emitido durante la licuefacción, que se muestra en la ecuación #5 (convertida a unidades de kg/kg GNL).

Emisiones en las plantas de licuefacción:

Se requiere una importante cantidad de energía para la licuefacción del metano en GNL, y esta proviene de la quema de gas natural. Es decir, el gas natural es tanto la fuente de alimentación como la fuente de energía usada para producir GNL (Hwang et al. 2014). Las ecuaciones #4 y #5 muestran las emisiones de metano y dióxido de carbono provenientes del proceso de licuefacción, expresadas en unidades de g CH₄/kg GNL quemadas por el usuario final y unidades de g CO₂/kg GNL quemadas por el usuario final. Es de notar que tanto las emisiones de metano como las de dióxido de carbono del proceso de licuefacción son más elevadas cuando se expresan por kg de consumo final que por kg de GNL licuado.

$$\text{Ecuación 4} \quad \text{CH}_4 = (3.5 \text{ g CH}_4/\text{kg GNL}) * (1 \text{ kg/kg GNL} + \text{GNL.buq} + \text{Vent.gas.evap} + 0,0032 \text{ kg/kg GNL})$$

$$\text{Ecuación 5} \quad \text{CO}_2 = (270+57+18 \text{ g CO}_2/\text{kg GNL})*(1 \text{ kg/kg GNL} + \text{GNL.buq} + \text{Vent. gas.evap} + 0,0032 \text{ kg/kg GNL})$$

En estas dos ecuaciones simplemente se multiplican los factores de emisiones correspondientes al proceso de licuefacción por la cantidad total de GNL que se transporta en metaneros desde la planta de licuefacción, y que incluye el GNL quemado por el usuario final, el que queman o emiten los metaneros y las emisiones de metano provenientes de los gasoductos en el país de destino, por los que se transporta el gas al usuario final. Como se aclaró más arriba respecto de la ecuación #3, el valor de 1 kg/kg GNL representa el GNL quemado por el usuario final; y el valor de 0,0032 kg/kg GNL representa el metano emitido durante el transporte por gasoductos desde la terminal de GNL hasta la planta eléctrica donde finalmente se consume el gas (Alvarez et al. 2018).

En la ecuación #4, 3,5 g CH₄/kg GNL es la tasa total de liberación del metano sin quemar durante la licuefacción y para la regasificación, según la media calculada en la revisión de Balcombe et al. (2021). Cabe señalar que en un artículo científico reciente (Innocenti et al. 2023) se informó un valor menor, que podría representar el mejor escenario posible, dado que el equipo de investigadores solicitó la colaboración de instalaciones de GNL (Frank 2023). El valor más alto que presenta Balcombe et al. (2021) parece ser más representativo del desempeño estándar de la industria. Para la ecuación #5, los valores 270 g CO₂/kg GNL, 57 g CO₂/kg GNL y 18 g CO₂/kg GNL representan las cantidades de dióxido de carbono emitidas de la quema del gas para la alimentar la licuefacción, del CO₂ que estaba en el gas natural antes de ser procesado y del CO₂ producido a partir del venteo, respectivamente. Se han hecho mediciones de las emisiones de CO₂ procedentes de la combustión del gas que alimenta las plantas en muchas instalaciones en Australia, Alaska, Brunei, Malasia, Indonesia, Omán y Qatar, con una variación de emisiones entre 230 y 410 g CO₂/kg de GNL licuado (Tamura et al. 2001; Okamura et al. 2007). Aquí utilizo la media estimada de 270 g CO₂/kg GNL licuado, que equivale a 9,8 % del gas natural

que se licúa. Esto es comparable al valor usado por Balcombe et al. (2021) en su evaluación del ciclo de vida y se encuentra en el rango más bajo de las estimaciones de emisiones publicadas por Pace Global (2015) en sus directrices para la construcción de nuevas plantas en EE. UU.: entre 260 y 370 g CO₂ por kg de GNL licuado. Por lo tanto, mi estimación es prudente. Además, el dióxido de carbono presente en el gas natural sin procesar, a veces en grandes cantidades, se emite a la atmósfera durante la licuefacción del metano que contiene este gas. Se calcula que estas emisiones están entre los 23 y 90 g CO₂/kg de GNL licuado (Tamura et al. 2001; Okamura et al. 2007). En este análisis uso una media estimada de 57 g CO₂/kg. Además, una porción de gas natural es quemado mediante antorchas en las plantas de licuefacción para mantener las presiones de gas por motivos de seguridad, con un rango de emisiones medidas de CO₂ que van de cero a 50 g CO₂/kg de GNL, y una media estimada de 18 g CO₂/kg (Tamura et al. 2001; Okamura et al. 2007).

Volumen de carga de los buques de GNL y distancia del trayecto recorrido:

Las emisiones de dióxido de carbono y metano de los buques metaneros dependen del tamaño del buque y de la distancia recorrida en cada trayecto. La mayoría de los metaneros tienen capacidades totales de entre 125 000 y 150 000 m³ (Bai y Jin 2016). En este análisis, uso un valor de 135 000 m³ o 67 500 toneladas de GNL (Raza y Schøyen 2014). Por lo general, no se descarga la totalidad de la carga bruta de GNL en el punto de destino, sino que suele reservarse cierta cantidad para el trayecto de regreso, tanto para utilizarlo como combustible como para mantener los tanques de GNL a temperatura ultrabaja. Aquí parto del supuesto de que se descarga el 90 % de la carga (Raza y Schøyen 2014). Por lo tanto, el promedio de carga entregada es de 60 800 toneladas de GNL.

Para la duración del trayecto, uso la distancia promedio global para buques de GNL (16 200 km por tramo) y la distancia más corta en las rutas comerciales regulares desde EE. UU. (9070 km por tramo, Sabine Pass, Texas, hacia Reino Unido) y la ruta comercial regular más larga desde EE. UU. (27 961 por tramo, Sabine Pass, Texas, hacia Shanghái; Oxford Institute for Energy Studies 2018). La mayoría de las exportaciones del GNL desde EE. UU. Proviene del paso Sabine (Sabine Pass), por lo que estas distancias caracterizan adecuadamente las exportaciones desde EE. UU. (Joselow y Puko 2023). Si consideramos que la velocidad promedio es de 19 nudos (35,2 km por hora; Oxford Institute for Energy Studies 2018), estas distancias de navegación corresponden a tiempos de viaje de 19 días, 10,7 días y 35 días por cada trayecto, respectivamente; o 38 días, 21,4 días y 70 días ida y vuelta. Es de notar que las distancias recorridas por los buques de GNL han estado aumentando con el tiempo (Timera Energy 2019). En 2023, el Canal de Panamá tuvo capacidad limitada debido a una sequía, por lo que los metaneros que viajaban de Texas a Asia debieron tomar rutas más largas a través del canal de Suez o por el sur del cabo de Buena Esperanza, en Sudáfrica (Williams 2023).

Emisiones durante el transporte en buques de GNL:

Las emisiones de dióxido de carbono durante el transporte de GNL provienen en gran parte de la combustión del combustible que alimenta los tanques y equipos adyacentes sobre la embarcación, como los generadores. Las emisiones de metano se deben principalmente a la combustión incompleta del combustible en los buques con motores de 2 y 4 tiempos, que en sus

gases de escape liberan metano sin quemar. Como se mencionó en la introducción, mi análisis contempla cuatro tipos de buques metaneros: 1) buques propulsados a vapor; 2) buques con motores de 4 tiempos; 3) buques más modernos, con motores de 2 tiempos; y 4) buques que no pueden quemar gas evaporado y son propulsados principalmente con combustible diésel. Doy por sentado que cualquier buque metanero que tenga la capacidad de usar GNL como combustible usará esa fuente para satisfacer prácticamente todas sus necesidades de combustible. Si bien la mayoría de los metaneros pueden quemar fueloil pesado o diésel, el consumo de esos combustibles suele ser muy bajo en comparación con el de GNL (Raza y Schøyen 2014; Bakkali y Ziomas 2019; Balcombe et al. 2022), excepto en raras ocasiones, cuando los precios del GNL son altos con relación al fueloil (Jaganathan y Khasawneh 2021). Y si bien podría suponerse que los buques queman fueloil si la tasa de evaporación no forzada no fuera suficiente, es más probable que la mayoría fueren una mayor evaporación para su combustible, en parte para cumplir con los estrictos estándares de emisión de azufre para embarcaciones, que entraron en vigor en 2020 (Bakkali y Ziomas 2019).

Las emisiones de metano y dióxido de carbono se calculan mediante las ecuaciones #6 y #7, con unidades de g CH₄/kg GNL quemadas por el usuario final y unidades de g CO₂/kg GNL quemadas por el usuario final:

$$\text{Ecuación 6} \quad \text{CH}_4 = [\text{GNL.buq} * \text{Deslizamiento} * 1,000] + \text{Vent.gas.evap}$$

$$\text{Ecuación 7} \quad \text{CO}_2 = [\text{GNL.buq} * (44 \text{ g CO}_2/\text{mol}) / (16 \text{ g CH}_4/\text{mol}) * 1000 \text{ g CH}_4/\text{kg CH}_4] \\ + [\text{Fueloil} * (80 \text{ g CO}_2/\text{MJ oil}) * (39 \text{ MJ/kg oil})]$$

donde **Deslizamiento** es la fracción del GNL quemado que se emite sin quemar en forma de metano a través del caudal de escape. La ecuación #7 convierte la masa de metano de GNL consumido como combustible por los barcos en la masa de dióxido de carbono emitida usando [frase incompleta en el original]. El valor de 80 g CO₂/MJ es el factor de emisiones del dióxido de carbono por unidad de energía para fueloil (Pavlenko et al. 2020) y 39 MJ/kg es la densidad energética del fueloil.

Para las embarcaciones con motores de 4 tiempos, doy por supuesto que el **Deslizamiento** es 0,064 (6,4 %) del GNL quemado por el metanero, el valor promedio estimado por Comer et al. (2024) en una campaña reciente, en la que se usaron drones, helicópteros y mediciones abordo en el mar. Este número es considerablemente más alto que los valores supuestos por Balcombe et al. (2021) y por Pavlenko et al. (2020). Para los metaneros con motor de 2 tiempos que queman GNL, supongo una tasa de deslizamiento de metano de 0,038 en base a los datos de Balcombe et al. (2021) para un metanero recientemente habilitado. Cabe señalar que el número es mayor que el informado en Balcombe et al. (2021), de 0,023, o los valores que indican Pavlenko et al. (2020), debido a las emisiones de metano sin quemar provenientes de generadores eléctricos, que son necesarios para los metaneros con motores de 2 tiempos. Las emisiones de metano en el escape de los buques a vapor son despreciables, al igual que las emisiones de la quema de diésel (Pavlenko et al. 2020), por lo que en este análisis no se tienen en cuenta.

En la ecuación #8 se muestra el cálculo para el GNL consumido por los metaneros que queman GNL, normalizado a la masa de GNL entregado.

$$\text{Equation 8} \quad \mathbf{GNL.buq} = \mathbf{Días} * (\mathbf{GNL.comb} / 60\,800\,000 \text{ kg GNL})$$

donde **Días** representa el número de días para un viaje de ida y vuelta desde y hacia la planta de licuefacción; **GNL.comb** es la tasa de consumo de GNL por día; y 60 800 000 kg GNL es la carga promedio entregada, como se explicó más arriba. Las tasas de consumo se estiman en 175 toneladas diarias de GNL para los metaneros propulsados a vapor; 130 toneladas diarias de GNL para los buques con motores de 4 tiempos; y 108 toneladas diarias de GNL para los buques con motores modernos de 2 tiempos ((Raza y Schoyen 2014; Bakkali y Ziomas 2019).

La evaporación no forzada de metano durante el viaje se calcula en la ecuación #9

$$\text{Ecuación 9} \quad \mathbf{Gas.evap} = (0,00135 \text{ kg CH}_4/\text{kg GNL por día}) * \mathbf{Días} * (1000 \text{ g CH}_4/\text{kg CH}_4)$$

donde **Gas.evap** es la evaporación que proviene de los tanques en los metaneros de GNL durante el viaje, y que ocurre por la filtración térmica a través del material de aislamiento de los tanques. El valor 0,00135 kg CH₄/kg GNL por día es la tasa promedio de evaporación del metano, equivalente a 0,135 % por día de transporte de la carga de GNL, normalizado al volumen de la carga. Esa es la media para los metaneros de GNL, con tasas mínimas de 0,1 % por día a temperaturas ambiente de 5 °C y tasas máximas de 0,17 % por día a temperaturas de 25 °C (Hassan et al. 2009; Huan et al. 2018; BrightHub Engineering 2022; Rosselot et al. 2023). Es importante señalar que la evaporación no sucede solamente durante los trayectos con carga de GNL: una parte del GNL se conserva como lastre para el viaje de regreso hacia la terminal de carga de GNL. Esto es necesario para que los tanques mantengan su baja temperatura; la masa de metano evaporado por día durante el trayecto de regreso (con lastre) es en esencia la misma que durante el trayecto con carga. (Hassan et al. 2009).

$$\text{Ecuación 10} \quad \mathbf{Vent.gas.evap} = 0.0035 * \mathbf{Gas.evap} * \% \mathbf{Relic}$$

donde **%Relic** es el porcentaje de **Gas.evap** que el buque metanero no utiliza como combustible, sino que se relicuefacciona. Es de notar que en el pasado, algunos metaneros ventaban todo el metano evaporado (Hassan et al. 2009; Bright Hub Engineering 2022). Incluso en la actualidad, la mayoría de los metaneros no están equipados para la relicuefacción del gas evaporado, pero estos solo ventan el gas evaporado que queda luego de usarlo como combustible. La fracción supuesta de metano emitido durante la relicuefacción, 0,0035, es la misma que se supone para las plantas de relicuefacción en tierra, que se explica más arriba.

La cantidad de fueloil o diésel quemado por los barcos, para el caso de aquellos que no queman GNL, se calcula en la ecuación #11.

$$\text{Ecuación 11} \quad \mathbf{Fueloil} = (167\,000 \text{ kg combustible/día}) * \mathbf{Días} / (60\,800\,000 \text{ kg GNL})$$

donde 167 000 kg combustible/día es la tasa de quema de fueloil del metanero, y 60 800 000 kg GNL es la cantidad de GNL entregado por viaje promedio. El valor de 167 000 kg

combustible/día se basa en datos de Bakkali y Ziomas (2019) que indicaron una tasa de quema de combustible equivalente a 115 toneladas de GNL/día para los metaneros diésel de baja velocidad, suponiendo un valor de 80 g CO₂/MJ para el fueloil y de 55 f CO₂/MJ para el GNL (Pavlenko et al. 2020).

Distribución final y combustión:

Además de las emisiones de metano de las fuentes *upstream* y *midstream* antes de la licuefacción del gas para obtener GNL, que consideramos arriba, las emisiones también se generan después de la regasificación y la entrega al usuario final. Estas emisiones son menores si el gas es utilizado para general electricidad que si se entrega a los hogares y edificios comerciales. A estos fines, las emisiones de metano de las tuberías de transmisión y del almacenamiento en el país de destino se estiman en 0,32 % del consumo final de gas (Alvarez et al. 2018) o 0,0032 kg de metano por kg de GNL consumido. Como ya señalamos, las emisiones son más altas si el gas se usa para calefaccionar hogares y edificios comerciales (Howarth 2022-b).

Cuando el gas es quemado por el consumidor final, uso emisiones de dióxido de carbono de 2750 g CO₂/kg de GNL entregado. Esto se basa en la estequiometría del dióxido de carbono (44 g/moles) y del metano (16 g/moles); es equivalente a 55 g CO₂/MJ para el gas natural (Hayhoe et al. 2002) y también es el valor supuesto por IMO (2021) para la quema de GNL en metaneros. El metano nunca es quemado con 100 % de eficiencia, por lo que es probable que haya un deslizamiento de metano sin quemar proveniente de la combustión. Sin embargo, a mi entender, no existen datos al respecto para el caso de las centrales eléctricas; para ser prudente, en este análisis no contemplo ningún deslizamiento de metano.

Comparación con el gas natural, el diésel, el carbón y las bombas de calor:

Los factores de emisiones del metano y el dióxido de carbono para el gas natural de consumo interno (es decir, que no se convierte en GNL) se calculan en las ecuaciones #12 y #13, en unidades de g CH₄ o g CO₂ por MJ de energía producida.

$$\text{Ecuación 12} \quad \text{CH}_4 = (0,0312) * (1,0312) * (55 \text{ g CO}_2/\text{MJ}) * (\text{mol} / 44 \text{ g CO}_2) * (16 \text{ g CH}_4/\text{mol})$$

$$\text{Ecuación 13} \quad \text{CO}_2 = (55 \text{ g CO}_2/\text{MJ}) + (12,6 \text{ g CO}_2/\text{MJ})$$

donde 0,0312 es la fracción del gas natural emitido sin quemar en forma de metano. Esto incluye 0,028 (2,8 %) para las emisiones *upstream* y *midstream* (Sherwood et al. 2024) y 0,0032 (0,32 %) para las emisiones *downstream* (Tabla complementaria A), suponiendo que el gas se usa para la generación de electricidad y no para calefaccionar hogares y edificios comerciales. Estos son los mismos valores usados para el cálculo de las emisiones de GNL. El valor de 55 g CO₂/MJ corresponde a las emisiones cuando se quema el gas (EIA 2016, convertido a valores calóricos netos); 12,6 g CO₂/MJ es el valor de las emisiones indirectas de la energía

usada para desarrollar, procesar y transportar el gas (DEC 2021, Tabla A-1, convertido a unidades netas calóricas y métricas).

Los factores de emisiones del metano y el dióxido de carbono para el carbón de consumo interno (que no se transporta largas distancias en barco) se muestran en las ecuaciones #14 y #15.

$$\text{Ecuación 14} \quad \text{CH}_4 = 0,21 \text{ g CH}_4/\text{MJ}$$

$$\text{Ecuación 15} \quad \text{CO}_2 = (99 \text{ g CO}_2/\text{MJ}) + (3,4 \text{ g CO}_2/\text{MJ})$$

donde 0,21 g CH₄/MJ es el factor de emisiones del metano proveniente de la producción de carbón en Estados Unidos, sobre la base de los datos del IPCC (Howarth 2020, convertido a valores calóricos netos); 99 g CO₂/MJ son las emisiones directas cuando el carbón es quemado (EIA 2016, convertido a valores calóricos netos); y 3,4 g CO₂/MJ son las emisiones indirectas de la energía utilizada para desarrollar y transportar el carbón (DEC 2021, Tabla A-1, convertido a unidades netas calóricas y métricas). Nótese que los factores de emisión que uso son considerablemente mayores para el metano, y algo menos para las emisiones indirectas de CO₂, que los usados por NETL (2019). Nótese además que el factor de emisión del metano es muy similar a la media estimada para las minas de carbón profundas en China (0,23 g CH₄/MJ; Wang et al. 2019) y para las operaciones de minería estándares en Polonia (0,19 g CH₄/MJ; Patynska 2014).

En las ecuaciones #16 y #17 se muestran los factores de emisiones del metano y el dióxido de carbono para el diésel de producción interna.

$$\text{Ecuación 16} \quad \text{CH}_4 = 0,40 \text{ g CH}_4/\text{MJ}$$

$$\text{Ecuación 17} \quad \text{CO}_2 = (75 \text{ g CO}_2/\text{MJ}) + (15,8 \text{ g CO}_2/\text{MJ})$$

donde 0,40 g CH₄/MJ es el factor de emisiones para el metano proveniente de la producción de diésel; 75 g CO₂/MJ son las emisiones directas generadas por la quema del combustible (EIA 2016, convertidas a valores calóricos netos); y 15,8 g CO₂/MJ son las emisiones indirectas de la energía usada para desarrollar y transportar el diésel (DEC 2021, Tabla A-1, convertido a unidades netas calóricas y métricas). El factor de emisiones del metano se obtiene de los datos presentados en los materiales complementarios de Sherwin et al. (2024) y se basa en la producción de petróleo de la cuenca Pérmica, atribuyendo emisiones *upstream* de metano al porcentaje de energía producido que se compone de petróleo en comparación con el gas natural (58 %).

Gran parte del gas natural se utiliza para calefaccionar hogares y edificios comerciales, no solamente para generar electricidad. Las bombas de calor son una fuente alternativa de calefacción. Para evaluar la huella de gases de efecto invernadero que tiene una bomba de calor, usamos las emisiones promedio de la red eléctrica en Europa en 2022, registradas en 251 g CO₂ eq/kWh o 70 g CO₂ eq/MJ (European Environment Agency 2023). La bomba de calor geotérmica promedio tiene un coeficiente de rendimiento (COP, por su sigla en inglés) de 4,8 (Heat Pumps 2024). Las emisiones de una bomba de calor se estiman dividiendo las emisiones promedio de la red por el COP.

Resultados y discusión

Evaporación y consumo de GNL en buques metaneros:

En la Tabla 2, se compara la tasa de GNL utilizado para alimentar los metaneros con la evaporación no forzada, para el caso de los metaneros que tienen la capacidad de quemar GNL. La evaporación no forzada que se predice a partir del porcentaje supuesto de carga bruta por día —0,1 % a una temperatura ambiente de 5 °C y 0,17 % a 25 °C (Hassen et al. 2009)— siempre es menor que el combustible requerido por los metaneros a vapor y con motor de 4 tiempos. Esto también es válido para los metaneros con motores modernos de 2 tiempos a temperaturas más bajas. Por ende, mi análisis supone que estos metaneros fuerzan una evaporación adicional para satisfacer su necesidad de combustible (Bakkali y Ziomas 2019); esta evaporación adicional forzada está contemplada en la evaluación total del ciclo de vida para cada tipo de metanero. Para los que tienen motores modernos de 2 tiempos a la temperatura más elevada, las 115 toneladas por día de GNL en forma de evaporación no forzada exceden los requisitos de combustible de 108 toneladas de GNL por día, aunque no por mucho (ver Tabla 2). Estos metaneros probablemente cuentan con equipos para la relicuefacción del gas evaporado que no utilizan como combustible. Por lo tanto, parto de la suposición de que ninguna cantidad de gas evaporado se ventea a la atmósfera y que se captura la totalidad.

Tabla 2.

Comparación de la tasa de evaporación (*boil off*) no forzada y las necesidades de combustible para los distintos tipos de buques metaneros.

Toneladas de GNL por día	
Evaporación no forzada, temp. ambiente 5 °C	67,5 ^a
Evaporación no forzada, temp. ambiente 25 °C	115 ^a
Evaporación requerida para metanero a vapor que quema GNL	175
Evaporación requerida para metanero con motor 4 tiempos que quema GNL	130
Evaporación requerida para metanero con motor 2 tiempos que quema GNL	108

^a Supone una capacidad bruta de carga de 67 000 toneladas. La evaporación no forzada es la que sucede cuando existe una fuga de calor hacia los tanques de GNL. Los metaneros pueden aumentar la tasa de evaporación para satisfacer la demanda de combustible.

Comparación de emisiones de CO₂ de la combustión final con emisiones de metano y emisiones indirectas de CO₂:

La Tabla 3 muestra las emisiones de dióxido de carbono, metano y emisiones combinadas totales expresadas en equivalentes de CO₂ para cada una de las cuatro situaciones hipotéticas consideradas, usando distintos tipos de metaneros y tiempos promedio globales para los trayectos recorridos. Las emisiones están separadas en *upstream* más *midstream*, aquellas que derivan de la licuefacción del gas en GNL, emisiones de los metaneros, emisiones vinculadas con la transmisión final a los usuarios y emisiones directas de la quema del gas por el usuario final para la producción de electricidad. Estas emisiones también se resumen en la Figura 2 para los tiempos de viaje más cortos y más largos, así como para el tiempo de viaje promedio, con las emisiones separadas de la siguiente manera: dióxido de carbono emitido por la quema de combustible por el usuario final; otras emisiones de carbono; y emisiones del metano sin quemar. Tanto para la Figura 2 como para las emisiones combinadas que se presentan en la Tabla 3, las emisiones de metano se comparan con las de CO₂ usando el PCG₂₀ (IPCC 2021). Las emisiones totales son comparables en las cuatro situaciones hipotéticas usando distintos tipos de metaneros, desde los 7370 a los 8028 g CO₂ equivalentes/kg de GNL consumidos en un viaje promedio ida y vuelta de 38 días de duración (Tabla 3). Los resultados obtenidos con el uso de un PCG₁₀₀, en lugar de un PCG₂₀, se presentan en una sección posterior de este artículo. Como se explicó en la sección metodológica más arriba, cada vez más investigadores comienzan a preferir el PCG₂₀ para las evaluaciones del ciclo de vida, dado que este captura mejor los efectos del metano en el sistema climático (Ocko et al. 2017; Fesenfeld et al. 2018; Pavlenko et al. 2020; Howarth y Jacobson 2021; Balcombe et al. 2021, 2022; Rosselot et al. 2021).

Las emisiones directas de dióxido de carbono provenientes de la combustión final son importantes pero no constituyen una porción dominante de las emisiones de GEI totales en las cuatro proyecciones. Estas emisiones de combustión final representan entre el 35 % y el 37 % de las emisiones de GEI totales a lo largo de las cuatro proyecciones (Tabla 3). El mayor componente de las emisiones corresponde a las fuentes *upstream* y *midstream*: de la producción, el procesamiento, el almacenamiento y el transporte de gas natural. Las emisiones combinadas para el dióxido de carbono y el metano de las fuentes *upstream* y *midstream* contribuyen entre el 46 % y el 48 % del total de emisiones para el GNL entregado (Tabla 3). Las emisiones indirectas de dióxido de carbono son una parte importante de las emisiones *upstream* y *midstream*, lo cual refleja el uso de combustibles fósiles para alimentar las etapas de extracción y los sistemas de procesamiento del gas *shale*, y representan entre el 9,4 % y el 9,9 % del total de las emisiones en las cuatro proyecciones (Tabla 3). Las emisiones de metano de las fuentes *upstream* y *midstream* son mayores (expresadas en equivalentes de CO₂), y contribuyen entre el 36 % y el 38 % del total de emisiones del GNL entregado (Tabla 3).

El proceso de licuefacción es una fuente importante de emisiones tanto para el CO₂ como para el metano; esto refleja la gran cantidad de energía que se necesita para llevar el metano a estado líquido mediante su enfriamiento y la liberación de metano sin quemar en las instalaciones de licuefacción (Tabla 2). Las emisiones totales provenientes de la licuefacción constituyen la tercera mayor fuente de emisiones —después de las generadas en las etapas *upstream* y *midstream* y de las emisiones de CO₂ que resultan de la combustión de gas por el usuario final— en las cuatro proyecciones, y representan entre el 8,6 % y el 9 % de las emisiones totales (Tabla 3).

Las emisiones de los buques metaneros son las más variables entre todas las emisiones de las cuatro proyecciones consideradas, y oscilan entre el 3,6 % de las emisiones totales en el caso del GNL que se transporta en metaneros que queman diésel y el 8,1 % cuando el GNL se transporta en metaneros con motores de 4 tiempos, si consideramos tanto el CO₂ como el metano (Tabla 3). Las emisiones de CO₂ de los metaneros representan un 2,4 % del total de emisiones para los metaneros con motores de 2 tiempos; 2,8 % para los propulsados con motores de 4 tiempos; 3,9 % para los metaneros a vapor; y 4,4 % para los que utilizan motores diésel (Tabla 3). Esto refleja los distintos niveles de rendimiento de combustible de estos métodos de propulsión. Sin embargo, los dos tipos de metaneros menos eficientes tienen cero emisiones por deslizamiento de metano, mientras que los más eficientes, que usan motores de 2 y 4 tiempos, emiten cantidades importantes de metano: 2,8 % y 5,3 % del total de emisiones para el GNL entregado, respectivamente (Tabla 3). Estas emisiones de metano, que son producto del deslizamiento de metano que se emite sin quemar en el flujo de escape (Pavlenko et al. 2020; Balcombe et al. 2021, 2022), contrarrestan por mucho las menores emisiones de dióxido de carbono. Nótese que mi análisis supone que no hay emisiones de la captura incompleta del gas evaporado usado como combustible. Concluyo que los metaneros modernos con motores de 2 y 4 tiempos pueden emitir entre un 30 % y un 215 % más emisiones totales que los metaneros a vapor, a pesar de tener un menor rendimiento de combustible y de las mayores emisiones de dióxido de carbono de la propulsión a vapor. El deslizamiento de metano representa el 53 % del total de las emisiones de un metanero para aquellos que tienen motores de 2 tiempos, y el 66 % para aquellos con motores de 4 tiempos. De modo similar, Rosselot et al. (2023) concluyó que el deslizamiento de metano representaba el 54 % de las emisiones en un metanero muy moderno con motor de 2 tiempos.

Tabla 3.

Emisiones de GEI del ciclo de vida completo del GNL en 4 proyecciones distintas de transporte en metaneros usando los tiempos de viaje promedio a nivel global (30 días ida y vuelta). Las emisiones de metano se muestran como masa de metano y masa de CO₂ equivalente usando un PCG₂₀. Los valores son por masa final de GNL consumido. Los números entre paréntesis indican el porcentaje para cada componente del total de equivalentes de CO₂.

	Dióxido de carbono g CO ₂ /kg	Metano		Total combinado g CO ₂ eq/kg
		g CH ₄ /kg	g CO ₂ eq/kg	
Metaneros con turbina de vapor propulsados con GNL				
Emisiones <i>upstream & midstream</i>	768 (9,9 %)	36,1	2982 (38 %)	3750 (48 %)
Licuefacción	383 (4,9 %)	3,9	320 (4,1 %)	703 (9,0 %)
Emisiones del metanero	301 (3,9 %)	0	0 (0 %)	301 (3,9 %)
Transmisión y distribución final	0 (0 %)	3,2	264 (3,4 %)	264 (3,4 %)
Combustión por el usuario final	2750 (35 %)	0	0 (0 %)	2750 (35 %)
Total	4202 (54 %)	43,2	3566 (46 %)	7768

Metaneros de 4 tiempos propulsados con GNL				
Emisiones <i>upstream & midstream</i>	753 (9,4 %)	35,4	2920 (36 %)	3676 (46 %)
Licuefacción	375 (4,7 %)	3,8	314 (3,9 %)	689 (8,6 %)
Emisiones del metanero	223 (2,8 %)	5,2	429 (5,3 %)	652 (8,1 %)
Transmisión y distribución final	0 (0 %)	3,2	264 (3,3 %)	264 (3,3 %)
Combustión por el usuario final	2750 (34 %)	0	0 (0 %)	2750 (34 %)
Total	4101 (51 %)	47,6	3927 (49 %)	8028
Metaneros de 2 tiempos propulsados con GNL				
Emisiones <i>upstream & midstream</i>	741 (9,6 %)	34,9	2876 (37 %)	3618 (47 %)
Licuefacción	369 (4,8 %)	3,7	309 (4,0 %)	678 (8,8 %)
Emisiones del metanero	186 (2,4 %)	2,6	212 (2,8 %)	397 (5,2 %)
Transmisión y distribución final	0 (0 %)	3,2	264 (3,4 %)	264 (3,4 %)
Combustión por el usuario final	2750 (36 %)	0	0 (0 %)	2750 (36 %)
Total	4046 (52 %)	44,4	3661 (48 %)	7707
Metaneros diésel				
Emisiones <i>upstream & midstream</i>	693 (9,4 %)	32,6	2689 (36 %)	3381 (46 %)
Licuefacción	345 (4,7 %)	3,5	289 (3,9 %)	634 (8,6 %)
Emisiones del metanero	326 (4,4 %)	0,2	15 (0,2 %)	340 (4,6 %)
Transmisión y distribución final	0 (0 %)	3,2	264 (3,6 %)	264 (3,6 %)
Combustión por el usuario final	2750 (37 %)	0	0 (0 %)	2750 (37 %)
Total	4114 (56 %)	39,5	3256 (44 %)	7370

Las emisiones de metano de la transmisión final del gas desde la terminal de regasificación hasta el usuario son relativamente bajas en todas las proyecciones con metaneros de distinto tipo: solo 264 g CO₂ equivalentes/kg GNL entregado; y oscilan entre el 3,3 % y el 3,4 % de las emisiones totales (Tabla 3). Esto es debido a que mi análisis pone el foco en el uso del GNL para producir electricidad, y las tuberías de transmisión que entregan gas a ese tipo de instalaciones suelen tener emisiones moderadamente bajas (Alvarez et. Al. 2018). Sin embargo, el GNL también se usa para inyectar gas en los sistemas urbanos de tuberías de distribución para calefaccionar hogares y edificios comerciales. Las emisiones de metano de estos sistemas de distribución *downstream* pueden ser bastante altas; según los mejores estudios realizados en Estados Unidos, entre el 1,7 % y el 3,5 % del gas entregado a los usuarios escapa a la atmósfera sin ser quemado (ver resumen en Howarth 2022-b y lista de referencias). Esto corresponde a un rango de entre 1400 y 2890 g CO₂ equivalentes por kg de GNL entregado, lo que eleva la huella total de GEI del GNL hasta en un 35 % sobre los valores mostrados en la Tabla 3. Las emisiones de los

sistemas de distribución no están tan bien caracterizadas en Europa y Asia como lo sí lo están en Estados Unidos (Howarth 2022-b), si bien un estudio indica que las emisiones en París (Francia) se encuentran en el rango medio respecto de las observadas en Estados Unidos (Defratyka et al. 2021).

Figura 2

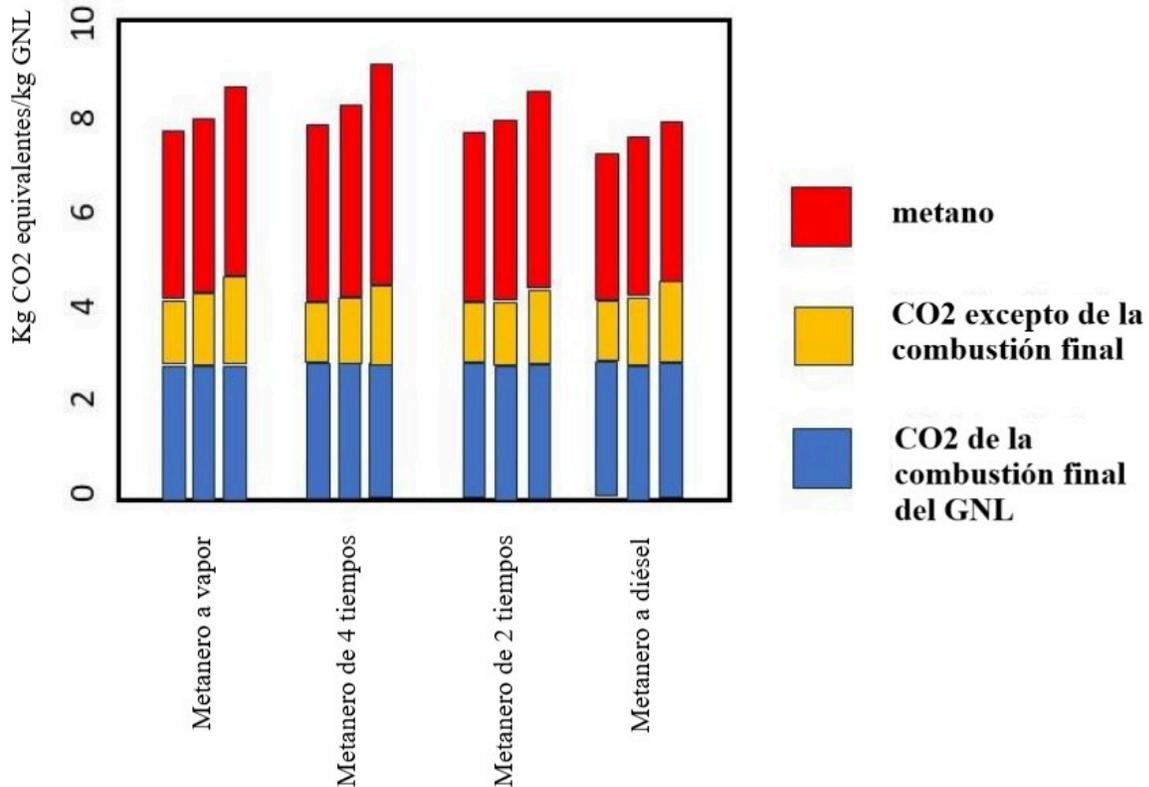


Figura 2. Huellas de GEI del ciclo de vida completo del GNL expresadas por masa de GNL quemado por el usuario final, comparando cuatro proyecciones en las que el GNL se transporta en distintos tipos de buques metaneros. Para cada tipo de metanero, se muestran las proyecciones según viajes más cortos (barras a la izquierda), viajes promedio (barras centrales) y viajes más largos (barras a la derecha). Las emisiones de metano, de dióxido de carbono emitido en la combustión final y emisiones de dióxido de carbono de otras fuentes se muestran por separado. Las emisiones de metano están convertidas a equivalentes de CO₂ usando el PCG₂₀. Ver texto del artículo.

Importancia de las distancias de viaje:

Mi análisis incluye proyecciones con las distancias más cortas y más largas desde los Estados Unidos, además de la distancia media global que se muestra en la Tabla 3. Pueden consultarse la Figura 2 y las Tablas complementarias B y C para ver estimaciones detalladas de las emisiones de los trayectos más cortos y más largos. La distancia más corta representa un viaje desde puerto de carga del golfo de México al Reino Unido, mientras que la distancia más larga corresponde a un viaje desde el golfo de México a Shanghái (China) que no atraviesa el canal de Panamá. No

sorprende que las emisiones totales bajan en los trayectos cortos y aumentan en los trayectos más largos, para las cuatro proyecciones realizadas. Esto aplica especialmente a la proyección en la cual el gas evaporado del GNL se usa para alimentar el transporte en metanero (Figura 2, Tabla complementaria B, Tabla complementaria C). En las cuatro proyecciones, las emisiones del consumo de combustible aumentan o disminuyen a medida que aumentan o disminuyen las distancias y los tiempos de viaje en el mar. Las emisiones *upstream* y *midstream* y las que provienen de la licuefacción también aumentan o disminuyen según cambian las distancias de viaje, cuando son expresadas por masa de GNL entregada al usuario final. Esto refleja un aumento o disminución en la cantidad total de GNL quemado o evaporado por los metaneros durante sus trayectos. En términos cualitativos, los patrones arriba descritos basados en distancias de viaje globales promedio (Tabla 3) son válidas en todos los casos, para viajes más cortos y más largos. En todos los casos, las emisiones de GEI totales exceden las emisiones directas de CO₂ cuando el GNL es quemado por el usuario final, en 2,6 a 2,8 veces para los viajes más cortos (Tabla complementaria B) y en 2,8 a 3,2 veces para los viajes más largos (Tabla complementaria C). Las emisiones *upstream* y *midstream*, en particular del metano, son una característica dominante en todos los periodos de tiempo de viaje y todos los tipos de metaneros.

Figura 3

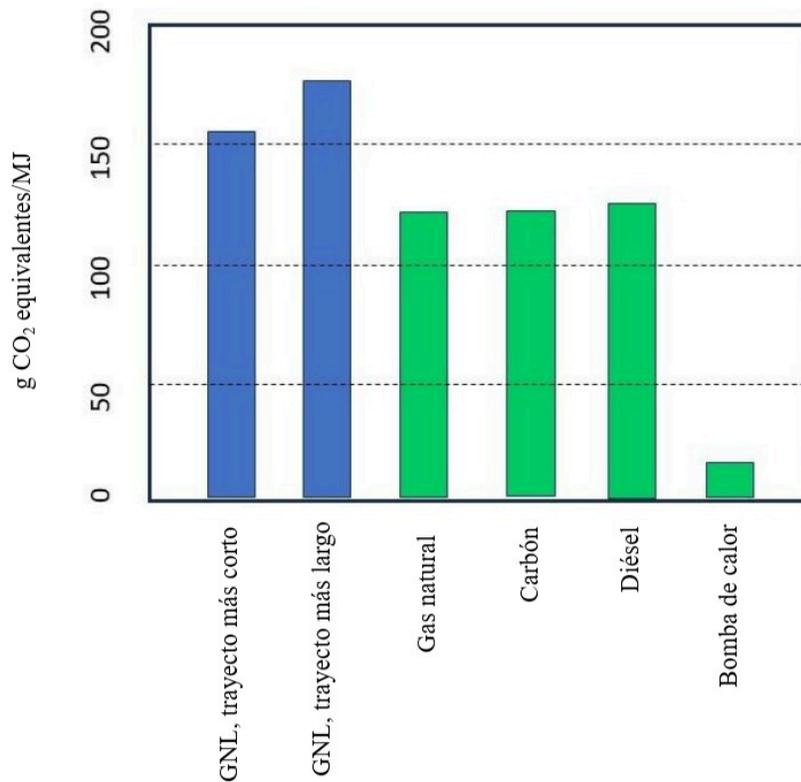


Figura 2. Huella de GEI del ciclo completo del GNL para trayectos cortos y largos, comparada con el carbón de consumo interno, el diésel de consumo interno y el gas natural de consumo interno y las bombas de calor

geotérmicas alimentadas mediante red eléctrica europea promedio. Los valores de GNL representan las medias para los tres tipos de metaneros que queman GNL como combustible. Las emisiones de metano están convertidas a equivalentes de CO₂ usando el PCG₂₀. Nótese que los valores están expresados en unidades de energía calórica para cada tipo de combustible entregado a una central eléctrica. Esto no incluye las emisiones de metano de los sistemas de distribución urbana que entregan el gas para calefaccionar edificios. Si estas se incluyeran, las emisiones del GNL y el gas natural de uso interno aumentarían considerablemente. Ver texto del artículo.

Comparación con el gas natural, el diésel, el carbón y las bombas de calor:

La Figura 3 muestra una comparación entre la huella de GEI del GNL para las distancias más cortas y largas y la huella del carbón que se usa para consumo interno cerca del sitio de producción; la del gas natural que no se licúa, sino que se usa internamente; y la del diésel, todo calculado en base al PCG₂₀ usado para comparar el metano con el dióxido de carbono. La Tabla 4 también muestra esta comparación con metaneros de GNL para un trayecto de distancia promedio usando las emisiones promedio en cada una de las tres proyecciones para el transporte de GNL mediante metaneros que queman la evaporación de GNL para combustible. Las emisiones de dióxido de carbono que corresponden solamente a la combustión son considerablemente más elevadas para el carbón: 99 g CO₂/MJ contra 55 g CO₂/MJ para el GNL. Las emisiones totales de dióxido de carbono del carbón, incluidas las provenientes del desarrollo y transporte del combustible, también son superiores a las del GNL, si bien la diferencia es menor: 102,4 g CO₂/MJ para el carbón contra 83,1 g CO₂/MJ para el GNL (Tabla 4). Esto se debe a los costos energéticos más altos y, por lo tanto, las mayores emisiones de dióxido de carbono para el desarrollo y transporte del GNL en comparación con el carbón. Las emisiones de metano del GNL son considerablemente más elevadas que las del carbón: 76,5 g CO₂ equivalentes/MJ para el GNL en comparación con apenas 17,3 g CO₂ equivalentes/MJ para el carbón (Tabla 4). Como se muestra más arriba en la sección Métodos, este resultado para las emisiones de metano del carbono es bastante robusto en todas las regiones, incluidas China y Polonia (Want et al. 2019; Patynska 2014). Por lo tanto, el GNL genera un 33 % más de emisiones totales de GEI que el carbón para las distancias de viaje promedio: 160 g CO₂ equivalentes/MJ para el GNL contra 120 g CO₂ equivalentes/MJ para el carbón (Tabla 4).

El gas natural de consumo interno en EE. UU. (que no se convierte en GNL) para la producción de electricidad tiene una huella de GEI similar a la del carbón (Figura 3) cuando las emisiones de metano se incluyen usando un PCG₂₀, como ya hemos demostrado (Howarth y Jacobson 2021). Ni el gas natural ni el carbón de uso interno en EE. UU. tiene una gran ventaja climática sobre otras fuentes (Gordon et al. 2023). La huella de GEI del diésel en la cuenca Pérmica es también similar a la del carbón (Figura 3; Tabla 4). Sin embargo, la huella del GNL es mayor que la del carbón, el diésel o el gas natural, incluso para los trayectos más cortos. La huella de GEI del GNL es 28 % mayor que la del carbón para los trayectos más cortos y 46 % para los más largos (Figura 3).

En la Figura 3 también se muestran las estimaciones de emisiones de GEI para el uso de bombas de calor geotérmicas para calefaccionar un hogar o edificio comercial, con una bomba alimentada con la electricidad promedio de la red europea en 2022, como se describe en la sección Métodos. Las emisiones en general son muy bajas, un 10 % menos que las de la quema de gas natural, dado que las bombas de calor son extremadamente eficientes y obtienen la mayor parte del calor del ambiente, no de la electricidad. Las emisiones de esta fuente serían nulas si la electricidad viniera de fuentes 100 % renovables. Pero incluso si la totalidad de la electricidad se

obtuviera de la quema de carbón, en lugar de obtenerla de la red europea estándar, las emisiones de las bombas de calor serían relativamente bajas: 55 g CO₂ eq/MJ, suponiendo que la central de carbón tuviera un rendimiento del 45 %. Queda claro que, desde el punto de vista de las emisiones de GEI, las bombas de calor son una opción mucho mejor que la calefacción con GNL.

Comparación con estudios previos:

Mis cálculos para la huella de GEI del GNL se ubican en el rango superior de aquellos presentados en estudios previos. Rosselot et al. (2021) brindan estimados para el GNL exportado desde EE. UU. a China, basándose en proyecciones donde el GNL se produce en un campo de gas en el este de Texas con emisiones *upstream* de metano relativamente bajas y en un campo de gas en la cuenca Pérmica, con emisiones de metano más altas. A partir de datos de la Figura complementaria S-5 en Rosselot et al. (2021), calculo un total de emisiones de 95 g CO₂ equivalentes/MJ GNL del este de Texas y de 175 g CO₂ equivalentes/MJ para el GNL producido con gas de la cuenca Pérmica, sobre la base de un PCG₂₀. Estos valores son 40 % más altos y 9 % más altos, respectivamente, que mi cálculo de 160 g CO₂ equivalentes/MJ (Tabla 4). Nótese que Rosselot et al. (2021) concluyeron que el GNL producido en campos de gas con emisiones de metano altas sería peor que el carbón desde el punto de vista climático, lo que coincide con mi conclusión. Abrahams et al. (2015) calculan las emisiones totales previas a la combustión (es decir, todas las emisiones excepto las provenientes de la combustión final) en 86 g CO₂ equivalentes/MJ cuando se usa un PCG₂₀ (su Tabla S-7). Sumando las emisiones de la combustión final de 55 g CO₂/MJ (Tabla 4), las emisiones totales son de 141 g CO₂ equivalentes/MJ o un 12 % menos que mi cálculo. Gen et al. (2020) muestran las emisiones de la exportación del GNL, sin incluir la combustión, en el rango de 25 a 90 g CO₂ equivalentes/MJ (su Figura complementaria 1, con un PCG₂₀). Con valores de emisiones de combustión en 55 g CO₂/MJ, las emisiones totales estarían entre los 80 y 145 g CO₂ equivalentes/MJ o entre un 9 % y un 50 % por debajo de mi cálculo. Los cálculos de Gan et al. (2020) se basan en el modelo GREET del Departamento de Energía de EE. UU. El informe NETL (2019) también usa el modelo GREET y llega a resultados similares: 102 g CO₂ equivalentes/MJ para emisiones totales usando un PCG₂₀ (calculadas con información de la Tabla complementaria S-4 de Rosselot et al. 2021), un valor cercano al rango medio de Gan et al. (2020) y un 36 % por debajo de mi cálculo.

Tabla 4

Emisiones de GEI del GNL exportado desde Estados Unidos comparadas con las del diésel y el carbón de producción interna cerca del sitio final de consumo. Los cálculos del GNL son los promedios para las tres proyecciones que se muestran en la Tabla 2 para los metaneros propulsados con GNL, usando tiempos de viaje promedio a nivel global (30 días). Las emisiones de metano se muestran como masa de metano y masa de CO₂ equivalente usando un PCG₂₀. Valores expresados por cantidad de energía disponible a partir del combustible.

	Dióxido de carbono g CO ₂ /MJ	Metano		Total combinado g CO ₂ eq/MJ
		g CH ₄ /MJ	g CO ₂ eq/MJ	
Promedio para el GNL				
Emisiones <i>upstream & midstream</i>	15,5	0,73	60,1	76,5
Licuefacción	7,7	0,078	6,5	14,2
Emisiones del metanero	4,9	0,053	4,4	9,3
Transmisión y distribución final	0	0,066	5,4	5,4
Combustión por el usuario final	55,0	0	0	55,0
Total	83,1	0,93	76,5	160
Diésel				
Emisiones <i>upstream & del transporte</i>	15,8	0,40	33,3	48,8
Combustión por el usuario final	75,0	---	---	75,0
Total	90,8	0,40	33,0	123,8
Carbón de uso interno				
Emisiones <i>upstream & del transporte</i>	3,4	0,21	17,3	20,7
Combustión por el usuario final	99,0	---	---	99,0
Total	102,4	0,21	17,3	119,7

Hay un motivo clave por el cual estos otros estudios calculan emisiones totales menores que las que informo aquí es que usan estimaciones más bajas para las emisiones *upstream* y *midstream* del metano. Específicamente, los estudios de Gan et al. (2020) y NETL (2019) usan los cálculos por defecto para el metano que figuran en el modelo GREET, que se derivan de cálculos de inventario pertenecientes a la Agencia de Protección Ambiental de EE. UU. (EPA). A su vez, ese inventario está basado en datos sin verificar que informan las propias empresas de petróleo y gas, y a todas luces son demasiado bajos comparados con los datos que se obtienen de fuentes independientes publicadas en la bibliografía revisada por pares (Howarth 2022). Mi estudio se vale de los cálculos más robustos disponibles para las emisiones de metano de fuentes *upstream* y *midstream* (Sherwin et al. 2024).

Para el estimado de las emisiones totales del carbón, mi cálculo de 119,7 g CO₂ equivalentes/MJ está dentro de los rangos presentados en otros estudios, por ejemplo, el de 106,6 g CO₂-equivalentes/MJ usado por NETL (2019) y el de 125 g CO₂ equivalentes/MJ de Abrahams et al. (2015), ambos con un PCG₂₀.

Rango temporal del PCG: sensibilidad y significación:

Mi análisis tiene en cuenta el potencial de calentamiento global utilizado, como se muestra en las Figuras complementarias A y B, disponibles únicamente en línea. Usar un PCG₁₀₀ de 29,8 en lugar de un PCG₂₀ de 82,5 (IPCC 2021), como en las Figuras 2 y 3, disminuye las emisiones de metano expresadas en equivalentes de dióxido de carbono por un factor de 2,77 (es decir, 82,5/29,8). Si bien las emisiones de metano son mayores que las emisiones de CO₂ directas e indirectas cuando se utiliza el PCG₂₀ en las cuatro proyecciones (Figura 2), las emisiones directas de CO₂ de la combustión final del GNL son mayores que las emisiones de metano en las cuatro proyecciones cuando se usa el PCG₁₀₀ (Figura complementaria A). De modo similar, las huellas de GEI del GNL y el gas natural no licuefaccionado disminuyen respecto de la del carbón cuando se usa un PCG₁₀₀ (Figura complementaria B; Figura 3), dado que las emisiones de este último son menores que las del gas natural y el GNL. Las emisiones de GEI totales del GNL calculadas con un PCG₁₀₀ son iguales a las del carbón en la proyección de trayectos de viaje cortos, pero siguen siendo mayores (por un 12 %) para los trayectos más largos (Figura complementaria B). Es decir, incluso usando un PCG₁₀₀, la huella de GEI del GNL es siempre tanto o más grande que la del carbón. La huella de GEI del GNL es siempre considerablemente peor que la del gas natural de consumo interno, se use un PCG₂₀ o un PCG₁₀₀ (Figura 3; Figura complementaria B). Esto debe ser cierto, ya que el GNL se obtiene a partir del gas natural, pero necesita una cantidad importante de energía para su licuefacción y transporte al mercado.

Comentarios finales:

Gran parte de mi análisis se aboca a comparar la influencia de diferentes tipos de metaneros en la huella de GEI del GNL. Sorpresivamente, el tipo de metanero tiene una influencia relativa baja, dado que aquellos que tienen mayor rendimiento de combustible, y por lo tanto menos emisiones de CO₂, tienen un mayor deslizamiento de metano a través del escape. Hay pocas mediciones del deslizamiento de metano, y concuerdo con otros investigadores que estudiar en mayor profundidad las tasas de deslizamiento de metano debería ser una prioridad (Balcombe et al. 2022; Comer et al. 2024). El efecto de la velocidad de los metaneros en las emisiones también podría ser objeto de más investigaciones. En este análisis, uso velocidades promedio de la flota global de metaneros en años recientes, pero las velocidades más bajas se traducen en un rendimiento considerablemente mejor, lo que reduce tanto las emisiones de CO₂ como las de metano (Rosselot et al. 2023). Sin embargo, en el caso del GNL, las emisiones de los metaneros son una pequeña parte del total.

Los aportes más importantes a la huella de GEI del GNL exportado desde EE. UU. se encuentran en las emisiones *upstream* y *midstream* del gas *shale*, sobre todo para el metano. Por ende, no debería sorprendernos que los estudios que suponen emisiones de metano más bajas concluyan que la huella total del GNL es menor que la que arroja mi análisis. Es el caso de aquellas evaluaciones que usan el modelo GREET y los factores de emisiones por defecto que este ofrece

(NETL 2019; Gan et al. 2020). Como se señaló más arriba, los valores usados en el modelo GREET se basan en datos que informa la industria a la EPA y que no han sido verificados; en repetidas ocasiones se ha comprobado que estos estimados son muy bajos (véase la revisión de Howarth 2022). Mi factor de emisiones de metano se deriva de los datos más recientes obtenidos a partir de un extenso conjunto de observaciones independientes (Sherwin et al. 2014) y reflejan mucho mejor la literatura científica actual.

Algunas evaluaciones del GNL comparan el metano y el dióxido de carbono usando un PCG₁₀₀ en lugar de un PCG₂₀ (NETL 2019; Gan et al. 2020; Nie et al. 2020), si bien Rosselot et al. (2021) usan un PCG₂₀, como muchos estudios que se enfocan específicamente en las emisiones de los buques metaneros (Pavlenko et al. 2020; Balcombe et al. 2021, 2022; Rosselot et al. 2023). Como dijimos, no sorprende que los análisis que usan un PCG₁₀₀ informan emisiones de GEI totales inferiores. Mientras que el horizonte temporal de 100 años del PCG₁₀₀ se usa ampliamente en las evaluaciones del ciclo de vida y en inventarios de GEI, este subestima el alcance del calentamiento global causado por el metano, sobre todo en las próximas décadas. EL uso del PCG₁₀₀ se remonta al Protocolo de Kioto, de los años 90, y se trata de una elección arbitraria tomada en un momento en el que pocos estaban prestando atención al papel del metano como factor del calentamiento global. Como afirmó el IPCC en su informe de síntesis AR5, “no existen argumentos científicos para favorecer el horizonte de 100 años frente a otras opciones” (IPCC 2013). El último Informe de síntesis del IPCC, el AR6, afirma que el metano ha contribuido 0,5 °C del total del calentamiento global a la fecha, desde fines de la década de 1800, en comparación con los 0,75 °C del dióxido de carbono (IPCC 2021). El ritmo del calentamiento global en las próximas décadas es un factor crítico, y la tasa de calentamiento es importante en el contexto de los potenciales puntos críticos en el sistema climático (Ritchie et al 2023). Cada vez más se considera que la reducción de las emisiones de metano es clave para cumplir con los objetivos climáticos (Collins et al. 2018; Nzotungicimpaye et al. 2023). En este contexto, muchos investigadores instan a que se utilice el horizonte temporal de 20 años del PCG₂₀ en lugar de, o junto con, el PCG₁₀₀ (Ocko et al. 2017; Fesenfeld et al. 2018; Pavlenko et al. 2020; Balcombe et al. 2021, 2022). El PCG₂₀ es el enfoque que se prioriza en el análisis que aquí presento, tal como fue el caso de las evaluaciones del ciclo de vida del hidrógeno azul (Howarth & Jacobson 2021). Usando el PCG₂₀, el GNL siempre tiene una huella de GEI más grande que la del carbón.

Es cada vez más común que los líderes en políticas climáticas convoquen a un rápido abandono de los combustibles fósiles, incluido el gas natural, no solamente el carbón (Gaventa y Patukhova 2021; Figueres 2021). Siendo que el GNL tiene una huella de GEI aun mayor que la del gas natural, poner fin a su uso debería ser una prioridad a nivel mundial. No veo necesidad alguna de utilizar el GNL como fuente de energía intermedia, y creo importante señalar que la transición del carbón al GNL requiere de gastos muy significativos en infraestructura, para los buques, las plantas de licuefacción y las tuberías que los abastecen. Una opción mucho más recomendable es usar esos recursos financieros para construir un futuro libre de combustibles fósiles tan rápido como sea posible.

Agradecimientos

Agradezco a Roxanne Marino por las valiosas conversaciones que llevaron a la escritura de este manuscrito; a Roxanne Marino y Marina Howarth por revisar los cálculos que fueron base de

mis estimaciones en los primeros borradores de este trabajo; a Clark Williams-Derry por sus importantes observaciones; y a Kirsten Rosselot, John Lugten, John Godfrey, Jeremy Symons y seis revisores anónimos por sus devoluciones a los primeros borradores de este manuscrito. Este trabajo recibió el apoyo de una beca de la Park Foundation y de una dotación hecha por David R. Atkinson para apoyar la cátedra de Robert W. Howarth en la Universidad de Cornell.

Declaración de conflicto de interés

El autor confirma que no tiene conflictos de interés que pudieran influir negativamente en esta investigación. La investigación recibió el apoyo de una beca de la Park Foundation y de una dotación hecha por David R. Atkinson para apoyar la cátedra de Robert W. Howarth en la Universidad de Cornell.

Disponibilidad de datos

Todos los datos usados en este artículo científico provienen de fuentes de acceso público identificadas en este manuscrito.

ORCID

Robert W. Howarth <http://orcid.org/0000-0001-9531-4288>

Referencias

Alvarez R, Zavalao-Araiza D, Lyon D, Allen D, Barkley Z, Brandt A, Davis K, Herndon S, Jacob D, Karion A, et al. 2018. Assessment of methane emissions from the U.S. oil and gas supply chain. *Science*. 361:186–188. doi:10.1126/science.aar7204

Bakkali N, Ziomas L. 2019. Forced boil off of gas: the future of LNG as a fuel for LNG carriers. McKinsey. [accessed Sept 10, 2023] <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/forced-boil-off-gas-the-future-of-lng-as-a-fuel-for-lng-carriers>

Balcombe P, Staffel I, Kerdan I, Speirs J, Brandon N, Hawkes A. 2021. How can LNG-fuelled ships meet decarbonisation targets? An environmental and economic analysis. *Energy*. 227: 120462. doi:10.1016/j.energy.2021.120462

Balcombe P, Heggo D, Harrison M. 2022. Total methane and CO₂ emissions from liquified natural gas carrier ships: The first primary measurements. *Environmental Science & Technology*. 56:9632-9640. doi:10.1021/acs.est.2c01383

BrightHub Engineering. 2022. Dual-fuel engines in LNG tankers. BrightHub Engineering [accessed Oct 12, 2023] <https://www.brighthubengineering.com/naval-architecture/111619-propulsion-methods-for-modern-lng-tankers/>

Carbon Brief. 2024. What does Biden's LNG "pause" mean for global emissions? Carbon Brief, Oil & Gas, Jan 30, 2024. [accessed March 1, 2024]. <https://www.carbonbrief.org/qa-what-does-bidens-lng-pause-mean-for-global-emissions/>

Clarke A. 2024. How one methane scientist influenced Biden's pause on LNG approvals. Bloomberg, Feb 29, 2024. [accessed March 1, 2024]. <https://www.bloomberg.com/news/features/2024-02-29/biden-lng-approval-pause-influenced-by-cornell-methane-scientist>

Collins WJ, Webber CP, Cox PM, Huntingford C, Lowe J, Sitch S, Chadburn SE, Comyn-Platt E, Harper AB, Hayman G, Powell T. 2018. Increased importance of methane reduction for a 1.5 degree target. *Environmental Research Letters*. 13:054003. doi:10.1088/1748-9326/aab89c

Comer B, Beecken J, Vermeulen R, Sturup E, Paschinger P, Osipova L, Gore K, Delahaye A, Verhagen V, Knudsen B, Knudsen J, Verbeek R. 2024. Fugitive and unburned methane emissions from ships (FUMES): Characterizing methane emissions from LNG-fueled ships using drones, helicopters, and on-board measurements. International Council on Clean Transportation, January 25, 2024 [accessed Aug 21, 2024]. <https://theicct.org/publication/fumes-characterizing-methane-emissions-from-lng-fueled-ships-using-drones-helicopters-and-on-board-measurements-jan24/>

DEC. 2021. Statewide greenhouse gas emissions report. New York State Department of Environmental Conservation. [accessed Oct 16, 2023]. <https://www.dec.ny.gov/energy/99223.html#Report>

Defratyka S, Paris J, Yver-Kwok C, Fernandez J, Korben P, Bousquet P. 2021. Mapping urban methane sources in Paris, France. *Environmental Science and Technology* 55:8583–8591. doi:10.1021/acs.est.1c00859

DiSavino S. 2017. After six decades, US set to turn natgas exporter amid LNG boom. Reuters. [accessed Oct 16, 2023]. <https://www.reuters.com/article/us-usa-natgas-lng-analysis/after-six-decades-u-s-set-to-turn-natgas-exporter-amid-lng-boom-idUSKBN1700F1>

EIA. 2016. Carbon dioxide emissions coefficients. Energy information agency, US Department of Energy. [accessed 2019 Oct 11]. https://www.eia.gov/environment/emissions/co2_vol_mass.php

EIA. 2022-a. EIA expects U.S. natural gas production to rise as demand for exports grows. Energy Information Agency, US Department of Energy. March 9, 2022. [accessed March 28, 2024]. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=51558>

EIA. 2022-b. High natural gas production and storage injections in September drove U.S. prices down. Energy Information Agency, US Department of Energy. November 2, 2022. [accessed March 28, 2024].

<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=54499>

EIA. 2023-a. The United States became the world's largest LNG exporter in the first half of 2022. Energy Information Agency, US Department of Energy. July 25, 2023. [accessed Oct 17, 2023].

<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=53159>

EIA. 2023-b. U.S. natural gas production and LNG exports will likely grow through 2050 in AEO2023. Energy Information Agency, US Department of Energy. April 27, 2023. [accessed March 28, 2024].

<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=56320>

Engineering ToolBox. 2003. Fuels - higher and lower calorific values. EngineeringToolBox.com. (accessed Oct 9, 2023). https://www.engineeringtoolbox.com/fuels-higher-calorific-values-d_169.html

EPA. 1996. Methane emissions from the natural gas industry, Volume 6: Vented and combustion source summary. U.S. Environmental Protection Agency National Risk Management Research Laboratory. June 1996. EPA - 600/R-96-080f. [accessed Oct 16, 2023]. https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-08/documents/6_vented.pdf

European Environment Agency. 2023. Greenhouse gas emission intensity of electricity generation in Europe. European Union. October 24, 2023 [accessed May 28, 2024]. <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/indicators/greenhouse-gas-emission-intensity-of-1?activeAccordion=546a7c35-9188-4d23-94ee-005d97c26f2b>

Fesenfeld LP, Schmidt TS, Schrode A. 2018. Climate policy for short- and long-lived pollutants. *Nature Climate Change*. 8:933–936. doi:10.1038/s41558-018-0328-1

Figueres C. 2021. Gas, like coal, has no future as the world wakes up to climate emergency.

South China Morning Post. August 29, 2021. [accessed August 9, 2023]. <https://www.scmp.com/comment/opinion/article/3146479/gas-coal-has-no-future-world-wakes-climate-emergency>

Frank J. 2023. Study suggests LNG production facilities should monitor methane emissions – just like the rest of the gas supply chain. EDF Blog, Feb 16, 2023. [accessed May 28, 2024]. <https://blogs.edf.org/energyexchange/2023/02/16/study-suggests-lng-production-facilities-should-monitor-methane-emissions-just-like-the-rest-of-the-gas-supply-chain/>

Gan Y, El-Houjeiri HM, Badahdah A, Lu Z, Cai H, Przesmitzki S, Wang M. 2020. Carbon footprint of global natural gas supplies to China. *Nature Communications*. 11:824. doi.org/10.1038/s41467-020-14606-4

Gaventa J, Pastukhova M. 2021. Gas under pressure as IEA launches net-zero pathway. *Energy Monitor* May 18, 2021. [accessed August 9, 2023]. <https://energymonitor.ai/policy/net-zero-policy/gas-under-pressure-as-iea-launches-net-zero-pathway>

Gordon D, Reuland F, Jacob D, Worden J, Shindell D, Dyson M. 2023. Evaluating net life-cycle greenhouse gas emissions intensities from gas and coal at varying methane leakage rates. *Environmental Research Letters*. 18:084008. doi:10.1088/1748-9326/ace3db

Hassan M, Zheng A, Karilmi I. 2009. Minimizing boil-off losses in liquefied natural gas transportation. *Ind. Engineering Chemical Research*. 48:9571–9580. doi: 10.1021/ie801975q

Hayhoe K, Kheshgi H, Jain A, Wuebbles D. 2002. Substitution of natural gas for coal: climatic effects of utility sector emissions. *Climatic Change*. 54:107–139.

Heat Pumps. 2024. The latest heat pump statistics (updated May 2024). Heat Pumps of London, [accessed May 28, 2024]. <https://www.heatpumps.london/blog/everything-you-need-to-know-about-heat-pumps>

Howarth RW. 2014. A bridge to nowhere: Methane emissions and the greenhouse gas footprint of natural gas. *Energy Science & Engineering*. 2:47-60. doi:10.1002/ese3.35

Howarth R. 2019. Ideas and perspectives: is shale gas a major driver of recent increase in global atmospheric methane? *Biogeosciences*. 16:3033–3046. doi:10.5194/bg-16-3033-2019.

Howarth R. 2020. Methane emissions from fossil fuels: Exploring recent changes in greenhouse-gas reporting requirements for the State of New York. *Journal of Integrative Environmental Sciences*. 17: 69-81. doi:10.1080/1943815X.2020.1789666.

Howarth R. 2022-a. Methane and climate change. In: John F. Stolz, W. Michael Griffin, and Daniel J. Bain (editors), *Environmental Impacts from Development of Unconventional Oil and Gas Reserves*, Cambridge University Press.

Howarth R. 2022-b. Methane emissions from the production and use of natural gas. *EM Magazine*. December 2022, pages 11-16. [accessed Oct 16, 2023]. https://www.research.howarthlab.org/documents/Howarth2022_EM_Magazine_methane.pdf

Howarth R, Santoro R, Ingraffea A. 2011. Methane and the greenhouse gas footprint of natural gas from shale formations. *Climatic Change Letters*. 106:679–690. doi:10.1007/s10584-011-0061-5

Howarth R, Jacobson M. 2021. How green is blue hydrogen? *Energy Science and Engineering*. 9:1676-1687. doi: 10.1002/ese3.956

Huan T, Hongjun F, Wei L, Guoqiang Z. 2019. Options and evaluations on propulsion systems of LNG tankers. In Serpi A, Porru M (editors), *Propulsion Systems*. IntechOpen Books. doi:10.5772/intechopen.82154

Hwang Y, Al-AbulKarem A, Mortazavi A, Radermacher R. 2014. Pages 229-257, Chapter 5 - Natural Gas Liquefaction Cycle Enhancements and Optimization, *Handbook of Liquefied Natural Gas*. Mokhatab S, Mak J, Valappil J, Wood D (eds.). Elsevier. doi:10.1016/B978-0-12-404585-9.00005-2

IGU. 2024. World LNG Report. International Gas Union. [access Aug 20, 2024] <https://www.igu.org/resources/2024-world-lng-report/>

IMO. 2021. Energy efficiency of ships. MEPC 77/6/1. Marine Environmental Protection Committee, International Maritime Organization. [accessed Sept 10, 2023] <https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/OurWork/Environment/Documents/Air%20pollution/MEPC%2077-6-1%20-%202020%20report%20of%20fuel%20oil%20consumption%20data%20submitted%20to%20the%20IMO%20Ship%20Fuel%20Oil%20Consumption%20Database%20in%20GISIS.pdf>

Innocenti F, Robinson R, Gardiner T, Howes N., Yarrow N. 2023. Comparative assessment of methane emissions from onshore LNG facilities measured using differential absorption Lidar. *Environmental Science & Technology*. 57:3301-3310. doi: 10.1021/acs.est.2c05446

IPCC. 2013. Climate change 2013. The physical science basis. Contribution of working group I to the fifth assessment report of the intergovernmental panel on climate change, change. [accessed August 9, 2023]. <https://www.ipcc.ch/report/ar5/wg1/>

IPCC. 2021. Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Masson-Delmotte V, Zhai P, Pirani A, Connors S, Péan C, Berger S, Caud N, Chen Y, Goldfarb L, Gomis M, Huang M, Leitzell K, Lonnoy E, Matthews J, Maycock T, Waterfield T, Yelekçi O, Yu R, Zhou B (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2391 pp. doi:10.1017/9781009157896

Jaganathan J, Khasawneh R. 2021. Update 1-Off the boil: LNG tankers burn more oil as gas prices soar. Reuters, Utilities – Natural Gas. [accessed Oct 16, 2023]. <https://www.reuters.com/article/global-tankers-lng/update-1-off-the-boil-lng-tankers-burn-more-oil-as-gas-prices-soar-idUSL1N2Q50U0>

Joselow M, Puko T. 2023. The next front in the climate fight: U.S. exports of natural gas. Washington Post. Oct 17, 2023. [accessed Oct 17, 2023]. https://www.washingtonpost.com/climate-environment/2023/10/17/natural-gas-exports-climate-activists/?utm_source=newsletter&utm_medium=email&utm_campaign=wp_climate202&wpisrc=nl_climate202

NETL. 2008. Petroleum-based fuels life cycle greenhouse gas analysis - 2005 baseline model. National Energy Technology Laboratory, US Department of Energy. [accessed Sept 4, 2019]. https://openei.org/wiki/NETL_-_PetroleumBased_Fuels_Life_Cycle_Greenhouse_Gas_Analysis_2005_Baseline_Model

NETL. 2019. Life Cycle greenhouse gas perspective on exporting liquefied natural gas from the United States: 2019 update. National Energy Technology Laboratory, US Department of Energy. [accessed March 21, 2024] <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/09/f66/2019%20NETL%20LCA-GHG%20Report.pdf>

Nie Y, Zhang S, Liu RE, Roda-Stuart DJ, Ravikumar AP, Bradley A, Masnadi MS, Brandt AR, Bergerson J, Bi XT. 2020. Greenhouse-gas emissions of Canadian liquefied natural gas for use in China: Comparison and synthesis of three independent life cycle assessments. *Journal of Cleaner Production*. 258:120701. doi:10.1016/j.jclepro.2020.120701

Nzotungicimpaye C, MacIsaac A, Zickf K. 2023. Delaying methane mitigation increases the risk of breaching the 2 °C warming limit. *Communications Earth and Environment*. 4:250. doi.org/10.1038/s43247-023-00898-z

Ocko IB, Hamburg SP, Jacob DJ, Keith DW, Keohane NO. 2017. Unmask temporal trade-offs in climate policy debates. *Science*. 356:492–493. doi:10.1126/science.aaj2350

Okamura T, Furukawa M, Ishitani H. 2007. Future forecast for life-cycle greenhouse gas emissions of LNG and city gas 13A. *Applied Energy*. 84:1136e49.

Oxford Institute for Energy Studies. 2018. The LNG shipping forecast: costs rebounding, outlook uncertain. Oxford Institute for Energy Studies. [accessed Oct 16, 2023]. <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/02/The-LNG-Shipping-Forecast-costs-rebounding-outlook-uncertain-Insight-27.pdf>

Pace Global. 2015. Life cycle assessment of GHG emissions from LNG and coal fired generation scenarios: assumptions and results. Pace Global. [accessed Oct 16, 2023]. https://www.ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2015/10/PACE_Report.pdf

Patynska R. 2014. Methodology of estimation of methane emissions from coal mines in Poland. *Studia Geotechnica et Mechanica*, Vol. XXXVI, No. 1, 2014. doi:10.2478/sgem-2014

Pavlenko N, Comer B., Zhou Y., Clark N. 2020. The climate implications of using LNG as a marine fuel. Working Paper 2020-02. International Council on Clean Transportation. [accessed Oct 16, 2023]. https://theicct.org/sites/default/files/publications/Climate_implications_LNG_marinefuel_01282020.pdf

Raza Z, Schøyen H. 2014. A comparative study of the northern sea route (NSR) in commercial and environmental perspective with focus on LNG shipping. 6th International conference on maritime transport, Barcelona, Spain. [accessed Oct 16, 2023]. https://www.researchgate.net/publication/272828954_A_COMPARATIVE_STUDY_OF_THE_NORTHERN_SEA_ROUTE_NSR_IN_COMMERCIAL_AND_ENVIRONMENTAL_PERSPECTIVE_WITH_FOCUS_ON_LNG_SHIPPING

Ritchie P, Alkhayouon H, Cox P, Wieczore S. 2023. Rate-induced tipping in natural and human systems. *Earth Systems Dynamics*. 14:669–683. doi.org/10.5194/esd-14-669-2023

Rosselot KS, Allen DT, Ku AY. 2021. Comparing greenhouse gas impacts from domestic coal and

imported natural gas electricity generation in China. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*. 9:8759-8769. doi.org/10.1021/acssuschemeng.1c01517?rel=cite-as&ref=PDF&jav=VoR

Rosselot KS, Balcombe P, Ravikumar A, Allen D. 2023. Simulating the variability of methane and CO₂ emissions from liquefied natural gas shipping: A time-in-mode and carrier technology approach. *ACS Sustainable Chemistry and Engineering*. 11:15632-15643. doi.org/10.1021/acssuschemeng.3c042

Sherwin ED, Rutherford J, Zhang Z, Chen Y, Wetherly E, Yakovlev P, Berman E, Jones B, Cusworth D, Thorpe, A, Ayasse A, Duren R, Brandt A. 2024. US oil and gas system emissions from nearly one million aerial site measurements. *Nature* 627:328–334. doi.org/10.1038/s41586-024-07117-5

Sneath S. 2023. LNG export terminals belching more pollution than estimated. *The Lens*. [accessed Aug 25, 2023]. <https://thelensnola.org/2023/07/31/lng-export-terminals-belching-more-pollution-than-estimated/?fbclid=IwAR0zBDGW19AGe446XX1NcWk7CXsr0DTAPHsow8Xdrn7Ai58nCIchbxpsGVo>

Tamura I, Tanaka T, Kagajo T, Kuwabara S, Yoshioka T, Nagata T, Kurahashi K, Ishitani H. 2001. Life cycle CO₂ analysis of LNG and city gas. *Applied Energy* 68:301-309.

Timera Energy. 2019. LNG shipping distances drive up costs. Timera Energy. [accessed Oct 16, 2023]. <https://timera-energy.com/lng-shipping-distances-drive-up-costs/>

Wang K, Zhanga J, Caic B, Yu S. 2019. Emission factors of fugitive methane from underground coal mines in China: Estimation and uncertainty. *Applied Energy*. 250:273-282. doi:10.1016/j.apenergy.2019.05.024

Williams C. 2023. Cheniere shunning Panama Canal for longer LNG routes to Asia. Reuters. [accessed Oct 16, 2023]. <https://www.reuters.com/business/energy/cheniere-shunning-panama-canal-longer-lng-routes-asi-a-2023-07-11/>

Materiales complementarios disponibles únicamente en línea:

Tabla complementaria A.

Emisiones de metano *upstream* y *dowstream* vinculadas a la producción de gas natural en la cuenca Pérmica en 8 campañas, como se presenta en Sherwin et al. (2024).¹

Campaña	emisiones <i>upstream</i> (ton/h) ^a	emisiones <i>midstream</i> (ton/h) ^b	emisiones totales (ton/h)	producción (ton/h) ^c emitido	porcentaje
Kairos NM Pérmica	48,8	78,9	127,7	1952	6,5 %
CM Pérmica/2019	119	250,5	369,5	10 527	3,5 %
CM Pérmica /202	25,7	76,7	102,4	4767	2,2 %
CM Pérmica/verano 2021	28,0	65,5	93,5	5950	1,6 %
CM Pérmica /otoño 2021	28,0	65,4	93,4	6228	1,5 %
CM Pérmica O2021, límite/2019	54,2	92,7	146,9	4756	3,1 %
CM Pérmica O2021, Delaware/2019	30,7	50,6	81,3	3613	2,3 %
CM Pérmica O2021, Midland/2019	23,8	42,4	66,2	1143	5,8 %
Total			1080,9	38 936	2,8 %^d

¹ N. de las T.: CM (Carbon Mapper) y Kairos hace referencia a la fuente de las mediciones directas usadas en Sherwin et al. (2024).

- a) Calculado con datos de la Tabla S10, Tabla S12 y Tabla S24 del material complementario en Sherwin et al. (2024), con emisiones ponderadas para el gas natural vs. petróleo teniendo en cuenta la base energética.
- b) Calculado con datos de la Tabla S10 y la Tabla S12 del material complementario de Sherwin et al. (2024).
- c) De la Tabla S10 del material complementario de Sherwin et al. (2024).
- d) Porcentaje de la producción emitido en forma de metano ponderada por la producción de cada campana.

Tabla complementaria B.

Emisiones de GEI del ciclo de vida completo del GNL en 4 proyecciones distintas de transporte en metaneros usando los tiempos de viaje más cortos (21,4 días ida y vuelta). Las emisiones de metano se muestran como masa de metano y masa de CO₂ equivalente usando un PCG₂₀. Los valores son por masa final de GNL consumido. Los números entre paréntesis indican el porcentaje para cada componente del total de equivalentes de CO₂.

	Dióxido de carbono g CO ₂ /kg	Metano		Total combinado g CO ₂ eq/kg
		g CH ₄ /kg	g CO ₂ eq/kg	
Metaneros con turbina de vapor propulsados con GNL				
Emisiones <i>upstream & midstream</i>	735 (9,9 %)	34,6	2854 (38 %)	3589 (48 %)
Licuefacción	366 (4,9 %)	3,7	306 (4,1 %)	673 (9,0 %)
Emisiones del metanero	169 (2,3 %)	0	0 (0 %)	169 (2,3 %)
Transmisión y distribución final	0 (0 %)	3,2	264 (3,5 %)	264 (3,5 %)
Combustión por el usuario final	2750 (37 %)	0	0 (0 %)	2750 (37 %)
Total	4021 (54 %)	41,5	3424 (46 %)	7445
Metaneros de 4 tiempos propulsados con GNL				
Emisiones <i>upstream & midstream</i>	727 (9,6 %)	34,2	2819 (37 %)	3545 (47 %)
Licuefacción	362 (4,8 %)	3,7	303 (4,0 %)	665 (8,8 %)
Emisiones del metanero	126 (1,7 %)	2,9	242 (3,2 %)	367 (4,8 %)
Transmisión y distribución final	0 (0 %)	3,2	264 (3,5 %)	264 (3,5 %)
Combustión por el usuario final	2750 (36 %)	0	0 (0 %)	2750 (36 %)
Total	3964 (52 %)	44,0	3627 (48 %)	7591

Metaneros de 2 tiempos propulsados con GNL				
Emisiones <i>upstream & midstream</i>	720 (9,7 %)	33,9	2794 (38 %)	3514 (47 %)
Licuefacción	359 (4,8 %)	3,6	300 (4,0 %)	659 (8,8 %)
Emisiones del metanero	104 (1,4 %)	1,4	119 (1,6 %)	224 (3,0 %)
Transmisión y distribución final	0 (0 %)	3,2	264 (3,4 %)	264 (3,6 %)
Combustión por el usuario final	2750 (37 %)	0	0 (0 %)	2750 (37 %)
Total	3933 (53 %)	42,2	3478 (47 %)	7411
Metaneros diésel				
Emisiones <i>upstream & midstream</i>	693 (9,6 %)	32,6	2689 (37 %)	3381 (47 %)
Licuefacción	345 (4,8 %)	3,5	289 (4,0 %)	634 (8,8 %)
Emisiones del metanero	183 (2,5 %)	0,1	8,3 (0,1 %)	192 (2,6 %)
Transmisión y distribución final	0 (0 %)	3,2	264 (3,7 %)	264 (3,7 %)
Combustión por el usuario final	2750 (38 %)	0	0 (0 %)	2750 (38 %)
Total	3971 (55 %)	39,4	3250 (45 %)	7221

Tabla complementaria C.

Emisiones de GEI del ciclo de vida completo del GNL en 4 proyecciones distintas de transporte en metaneros usando los tiempos de viaje más largos (70 días ida y vuelta). Las emisiones de metano se muestran como masa de metano y masa de CO₂ equivalente usando un PCG₂₀. Los valores son por masa final de GNL consumido. Los números entre paréntesis indican el porcentaje para cada componente del total de equivalentes de CO₂.

	Dióxido de carbono g CO ₂ /kg	Metano		Total combinado g CO ₂ eq/kg
		g CH ₄ /kg	g CO ₂ eq/kg	
Metaneros con turbina de vapor propulsados con GNL				
Emisiones <i>upstream & midstream</i>	833 (9,9 %)	39,1	3229 (38 %)	4061 (48 %)
Licuefacción	415 (4,9 %)	4,2	347 (4,1 %)	761 (9,0 %)
Emisiones del metanero	554 (6,6 %)	0	0 (0 %)	554 (6,6 %)
Transmisión y distribución final	0 (0 %)	3,2	264 (3,1 %)	264 (3,1 %)
Combustión por el usuario final	2750 (33 %)	0	0 (0 %)	2750 (33 %)

Total	4551 (54 %)	46,5	3839 (46 %)	7445
Metaneros de 4 tiempos propulsados con GNL				
Emisiones <i>upstream & midstream</i>	803 (9,1 %)	37,8	3115 (35 %)	3918 (44 %)
Licuefacción	400 (4,5 %)	4,1	335 (3,8 %)	735 (8,3 %)
Emisiones del metanero	412 (4,6 %)	9,6	790 (8,9 %)	1202 (14 %)
Transmisión y distribución final	0 (0 %)	3,2	264 (3,0 %)	264 (3,0 %)
Combustión por el usuario final	2750 (31 %)	0	0 (0 %)	2750 (31 %)
Total	4364 (49 %)	54,5	4504 (51 %)	7591
Metaneros de 2 tiempos propulsados con GNL				
Emisiones <i>upstream & midstream</i>	782 (9,4 %)	36,8	3035 (37 %)	3817 (46 %)
Licuefacción	390 (4,07 %)	4,0	326 (3,9 %)	716 (8,7 %)
Emisiones del metanero	342 (4,1 %)	4,7	390 (4,7 %)	732 (8,8 %)
Transmisión y distribución final	0 (0 %)	3,2	264 (3,2 %)	264 (3,2 %)
Combustión por el usuario final	2750 (33 %)	0	0 (0 %)	2750 (33 %)
Total	4264 (52 %)	48,7	4014 (48 %)	8277
Metaneros diésel				
Emisiones <i>upstream & midstream</i>	693 (9,1 %)	32,6	2689 (35 %)	3381 (44 %)
Licuefacción	345 (4,5 %)	3,5	289 (3,8 %)	634 (8,3 %)
Emisiones del metanero	600 (7,8 %)	0,3	27 (0,4 %)	627 (8,2 %)
Transmisión y distribución final	0 (0 %)	3,2	264 (3,4 %)	264 (3,4 %)
Combustión por el usuario final	2750 (36 %)	0	0 (0 %)	2750 (36 %)
Total	4388 (57 %)	39,6	3269 (43 %)	7656

Figura complementaria A.

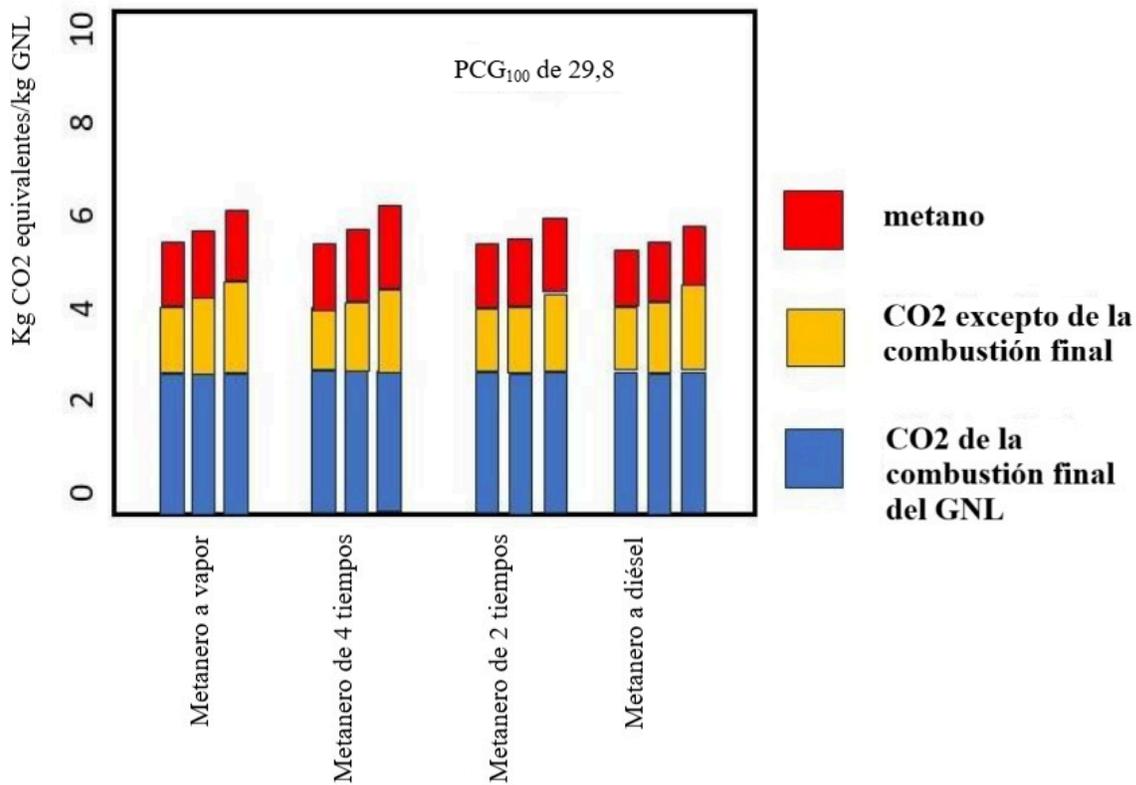


Figura complementaria A. Huellas de GEI del ciclo de vida completo del GNL expresadas por masa de GNL quemado por el usuario final, comparando cuatro proyecciones en las que el GNL se transporta en distintos tipos de buques metaneros. Para cada tipo de metanero, se muestran las proyecciones según viajes más cortos (barras a la izquierda), viajes promedio (barras centrales) y viajes más largos (barras a la derecha). Las emisiones de metano, de dióxido de carbono emitido en la combustión final y emisiones de dióxido de carbono de otras fuentes se muestran por separado. Las emisiones de metano están convertidas a equivalentes de CO₂ usando el PCG₁₀₀ en lugar del PCG₂₀.

Figura complementaria B.

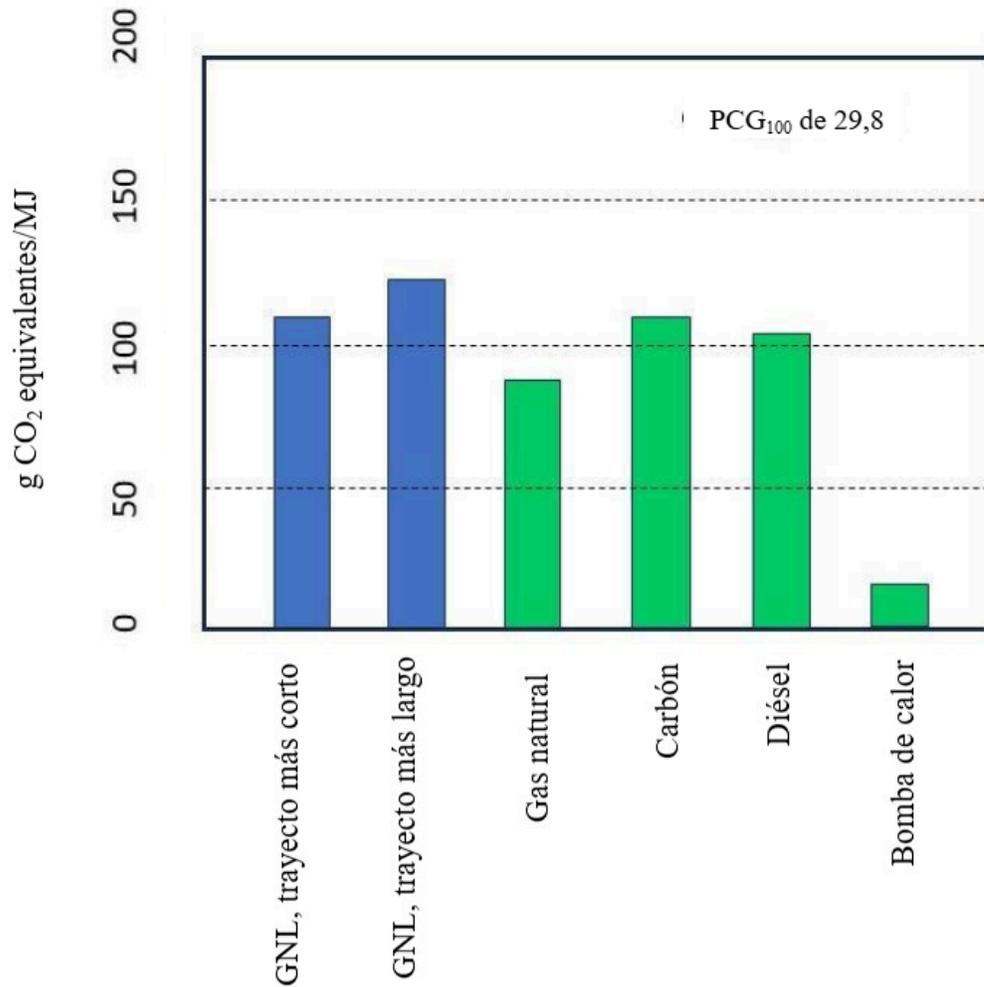


Figura complementaria B. Huella de GEI del ciclo completo del GNL para trayectos cortos y largos, comparada con el carbón de consumo interno, el diésel de consumo interno y el gas natural de consumo interno y las bombas de calor geotérmicas alimentadas mediante red eléctrica europea promedio. Los valores de GNL representan las medias para los tres tipos de metaneros que queman GNL como combustible. Las emisiones de metano están convertidas a equivalentes de CO₂ usando el PCG₁₀₀.

Esta figura es idéntica a la Figura 2, excepto por la conversión del metano usando el PCG₁₀₀ en lugar del PCG₂₀. Nótese que los valores están expresados en unidades de energía calórica para cada tipo de combustible entregado a una central eléctrica. Esto no incluye las emisiones de metano de los sistemas de distribución urbana que entregan el gas para calefaccionar edificios. Si estas se incluyeran, las emisiones del GNL y el gas natural de uso interno aumentarían considerablemente.