



# Panorama energético mundial

## El gas natural, un puente hacia 2030 para frenar el cambio climático

Extracto de la presentación “Energía y cambio climático:  
¿por qué el gas está en el foco de atención?”  
del Lic. Eduardo Calvo, Director del Observatorio de Inversiones  
del Instituto de Estrategia Internacional (IEI).  
Colaboró Lic. Alonso P. Ferrando, Director de Proyectos

La discusión sobre el cambio climático y la mejor manera de hallar una trayectoria positiva que dé respuesta a las diferentes demandas energéticas y de sustentabilidad es un desafío que por ahora parece superar las capacidades políticas de actuación colectiva. Así ha quedado de manifiesto en los últimos Acuerdos de Cancún. Y el gas tiene reservado un papel fundamental, como coinciden la International Gas Union (IGU) y la IEA (International Energy Agency)

En el dilema cambio climático-respuesta a la demanda energética, es conveniente situarse en una perspectiva que balancee la relación entre el escepticismo y la necesidad. El cambio estructural es que entre 2000 y 2015 la participación en el PIB mundial de los PIB combinados de los Estados Unidos, la Unión Europea y Japón pasará del 56% al 40%. En ese período, el PIB de China pasará de representar del 7% al 16% del PIB mundial.

Esta realidad implica que los países en desarrollo deben encontrar una forma de reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Una de las dificultades es que los mecanismos de mercado existente, como el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), así como los que se proponen (por ejemplo los sectoriales) han sido cuestionados en su eficacia.

Además, la trayectoria de la producción del petróleo convencional estaría llegando a un techo en los próximos años. Hay un consenso: la era de energía barata llegó a su fin en el siglo XXI.

En esta situación, el gas se ha posicionado en el foco de la atención, no sólo porque se lleva mejor con el medio ambiente que el carbón o el petróleo, sino que se lo percibe como un puente que permitiría atenuar los efectos del cambio climático mientras se llega a un acuerdo en el marco de las Naciones Unidas (ONU). Por otra parte, da tiempo a que otras energías alternativas y nuevas tecnologías maduren.

El presente documento busca identificar los detalles del debate que está dando a lo interno la IGU, teniendo en cuenta la revalorización de las reservas no convencionales y en especial en la forma en que IGU plantea los diferentes escenarios: IGU Expert e IGU Green para el año 2030.

Aunque el IGU Green –el deseable– asume la imposición de un costo global para el carbono o un impuesto gradual equivalente, el documento demuestra que debido a la actual práctica de formación de precios, esto sería muy difícil de lograr. Pero la gran conclusión es que, pese a todas las dificultades, el desarrollo del gas y de una nueva industria del gas es la trayectoria más firme emergida como una solución-puente para permitir ganar tiempo para que se logren soluciones al problema del calentamiento global. Sobre el aporte decisivo del gas, existe coincidencia entre el IGU y la IEA.

## El contexto

### Los desafíos estructurales

El cambio climático obliga a realizar una eco-reestructuración que requiere de una acción colectiva mundial y decisiones políticamente sensibles en los países. Por ejemplo, los pueblos quieren energía barata, segura, limpia y para todos. Por su parte, los gobiernos quieren seguridad energética y que las políticas sobre adaptación y mitigación al cambio climático no afecten su gobernabilidad y desarrollo.

La participación en el PIB mundial (en PPP) de los Estados Unidos, la Unión Europea (UE) y Japón combinados entre el 2000 y el 2015 se reducirá del 56% al 40% mientras que China pasará de 7% al 16% y el resto, del 37% al 44%.

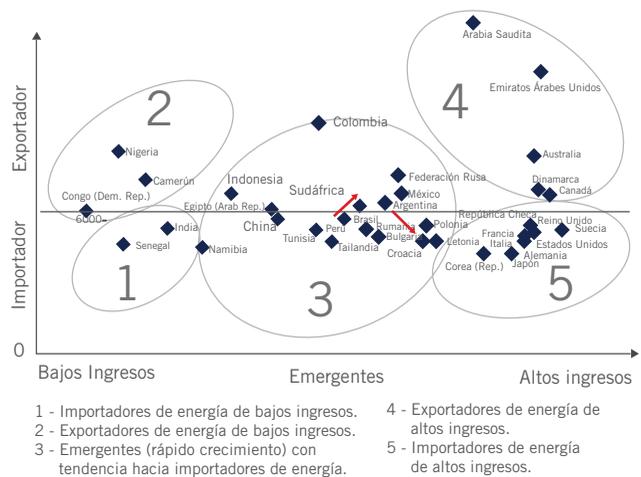


Figura 1. Matriz de intereses estratégicos y los actores decisivos.

Fuente: World Energy Council 2009

Al mismo tiempo, los recursos disponibles de energía convencional tienen una trayectoria hacia la declinación: el tope de producción del petróleo sería alcanzado en 10/20 años (en un escenario optimista), mientras que el del gas convencional, antes del 2050. El agotamiento de las reservas de carbón varía según las estimaciones, desde el 2065 al 2150 aproximadamente.

Y el consumo de dichas reservas con los actuales patrones implicaría un incremento en la atmósfera de GEI tal, que elevaría la temperatura a niveles insostenibles.

### El Protocolo de Kyoto y los Acuerdos de Cancún

El Protocolo de Kyoto, en 1997, estableció el compromiso de reducir las emisiones de GEI en un 5,2% por debajo de los niveles de 1990 para los países industrializados (“del Anexo 1”). Estos compromisos son jurídicamente vinculantes respecto del período 2008-2012. Para ello, se fijaron tres mecanismos de mercado para lograr estos objetivos:

1. Mecanismo de Implementación Conjunta: un país industrializado del Anexo 1 invierte en proyectos de reducción de GEI en otro país industrializado del Anexo 1.
2. Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL): un país industrializado del Anexo 1 invierte en proyectos de reducción de GEI en países en desarrollo (o llamados “no del Anexo 1”).
3. Comercio Derechos de Emisión: países “Anexo 1” que emitieron menos unidades de las comprometidas, pueden venderlas a otros países “Anexo 1” (comercialización de derechos de emisión).

Los Acuerdos de Cancún, de diciembre de 2010 superaron lo alcanzado en Copenhague (COP) aunque no representaron nuevos compromisos cuantitativos de reducción de emisiones para los países industrializados. Se acordaron nuevos compromisos cualitativos para los países en desarrollo: y aunque se logró recuperar la confianza en el proceso político de negociación debilitada en Copenhague; no se definió la continuidad de Kyoto, que obligaba

hasta 2012. Entre otras razones, por la presión de Japón, Canadá y Rusia para dejarlo caer, por la falta de compromisos de los Estados Unidos y China.

Al menos se creó un Fondo Climático Verde (FCV) para administrar la ayuda de los países desarrollados, un paquete de “arranque rápido” de 30.000 millones de dólares estadounidenses (US\$) para 2010-2012 y otro de “largo plazo” de US\$ 100.000 millones anuales hasta 2020. Asimismo, se fijaron lineamientos en temas de interés (financiamiento; transparencia; MDL; deforestación y degradación forestal; transferencia de tecnología; etc.) para tener compromisos vinculantes para la próxima cumbre en Durban (Sudáfrica) en noviembre de 2011.

Reiterando lo ya expresado al comienzo, el cambio climático obliga a realizar una eco-reestructuración que requiere una acción colectiva mundial y decisiones políticamente sensibles en los países (ver figura 1).

### Los mecanismos de mercado en discusión

Los mayores desafíos para los países en desarrollo son: la presión para que asuman compromisos cuantitativos en base a mecanismos de mercado, la preocupación sobre la efectividad en cuanto al volumen de reducción de emisiones logrado por el MDL de Naciones Unidas y la disminución del interés en el mencionado MDL.

Entre otras críticas, se dijo que había evidencia de que muchos proyectos MDL no redujeron emisiones “adicionales”, ya que si no, el proyecto habría sido llevado a cabo en ausencia del MDL, por lo que no debería computarse como una reducción de emisiones y se criticó la metodología utilizada para cuantificar la reducción de emisiones. Además, se recordó la existencia de otros mecanismos no-ONU como los mecanismos sectoriales de acreditación (MSA) para reducir emisiones en los sectores intensivos en carbono en los países en desarrollo (PED).

Una versión de estos MSA que suscita interés son los llamados “Objetivos Sectoriales Sin Pérdida” (o *Sectoral No-Lose Targets* –SNLT– en inglés), propuestos como una forma de proveer de incentivos para que los PED reduzcan sus emisiones como parte de un acuerdo climático internacional, ya que posibilitarían que estos pasen de ser proveedores de créditos de carbono a países que adopten objetivos de reducción de emisiones al tiempo que generan ingresos a través de la venta de créditos internacionales.

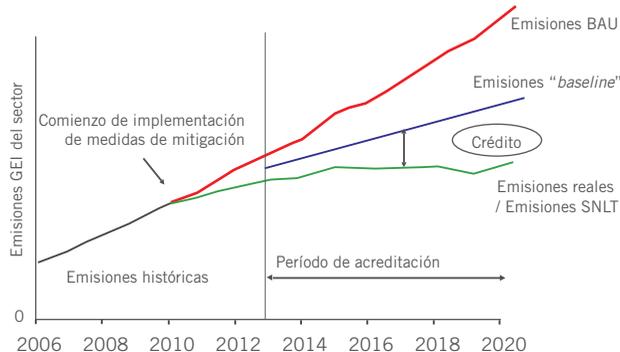


Figura 2. Cómo trabajan los SNLT

Se critica también que el mecanismo no es vinculante y no aplica sanción si no se reducen las emisiones reales del sector por debajo de la línea de base de acreditación.

En general, en los MSA, la línea de base se establece a un nivel de tendencia, denominado “*business as usual*” (BAU), mientras que en los SNLT se establece un nivel de reducción de emisiones inferior al del BAU.

Mientras algunos consideran que los MSA y su versión SNLT pueden ser una buena opción alternativa al MDL para los países en desarrollo en el marco post-2012, otros afirman que estos mecanismos tampoco son una opción atractiva para determinados sectores (transporte). Y la polémica continúa.

Y mientras se discute sobre cómo desarrollar mecanismos de mercado para reducir las emisiones aceptables por todos, se va consolidando el consenso de que una alternativa para manejar la transición es el desarrollo y la promoción del uso de gas natural para la generación de energía.

### El gas natural

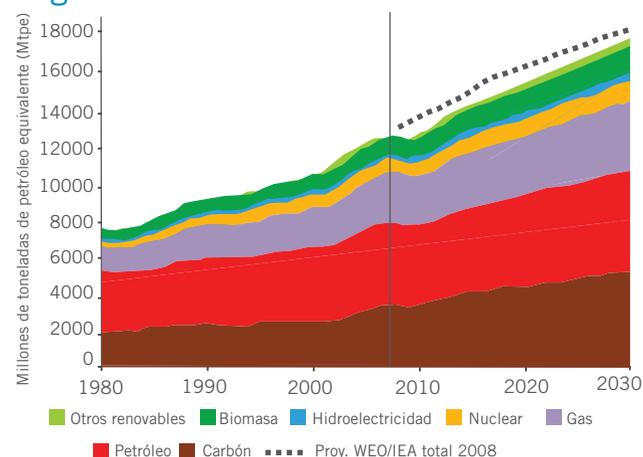


Figura 3. Evolución de la demanda de energía primaria (DEP) global por tipo de combustible (1980 – 2030)

Fuente: “World Energy Outlook 2009”. International Energy Agency

### El carbón y su importancia vigente

Como puede verse en la figura 3, el carbón aún mantiene su importancia en la matriz energética mundial y es una alternativa que incrementa su participación o, como mínimo, la mantenga. Esto sucede sobre todo en China y la India y explica muchas de las posiciones políticas de los actores decisivos en el debate sobre cambio climático dentro del marco de la ONU.

Porque si bien ha habido mejoras de la eficiencia en el uso de nuevas tecnologías, no parece que tecnológicamente tengan la fuerza suficiente como para desplazar al carbón de manera definitiva. Además, las inversiones realizadas han permitido el aumento en la eficiencia del uso de carbón. Como dato de interés, a pesar de que China es el principal productor mundial de carbón (2,96 bn tons en 2009) y sus reservas son mayores a los 115 bn tons, ha dejado de ser exportador neto para pasar a ser importador neto (representa más del 20% del comercio mundial del carbón por mar) porque necesita energía.

Sin embargo, el gas natural es una opción mucho más aceptada, incluso por la opinión pública.

## El gas natural ¿mejora el medio ambiente?

El gas tiene menor contenido de dióxido de carbono que el petróleo y el carbón. Como consecuencia, su consumo implica menor volumen de carbono en el medio ambiente.

El gas es más limpio al quemarse, respecto del carbón y otras fuentes energéticas y contamina menos el aire. Por ello, su uso se potencia en conglomerados urbanos (para la calefacción y la cocina).

El gas necesita menos combustible para generar la misma cantidad de energía. Es decir, ayuda a mejorar la calidad de los productos y la competitividad en varias industrias.

El gas se utiliza para la generación de electricidad, y cada vez más se utilizan turbinas altamente eficientes de ciclo combinado (CCGT). Una consecuencia inmediata es una menor emisión de CO<sub>2</sub>.

Contaminante	Gas natural	Petróleo	Carbón
CO <sub>2</sub> (Dióxido de Carbono)*	117.000	164.000	208.000

Figura 4. ¿Cómo contaminan los combustibles fósiles? (en libras de contaminantes en el aire, producidas cada mil millones de Btu de energía producida). Fuente: Energy Information Administration

## Lo que sucedió entre 1980 y 2006

El crecimiento económico mundial hizo aumentar la DEP global y la DEP de gas natural, este último principalmente basado en la generación eléctrica.

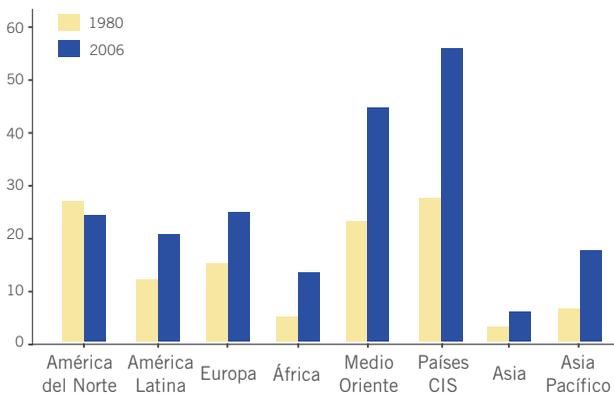


Figura 5. Gas natural en DEP global Fuente: International Energy Agency

DEP global 1980/2006: + 1,9% anual  
DEP de gas natural 1980/2006: + 2,5% anual  
Participación del gas natural en DEP 2006 por regiones:  
Participación del gas natural en DEP Global: 1980 17%; 2006 21%.

## ¿Qué sucederá en 2030?

Los combustibles fósiles (petróleo, gas natural y carbón) seguirán dominando la DEP hasta 2030. En gas natural, la generación de energía será el principal demandante.

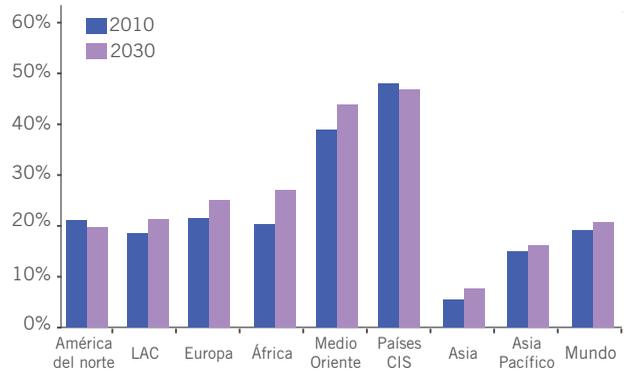


Figura 6. Gas natural en DEP global Fuente: 24th World Gas Conference

DEP global 2010/2030: + 1,4% anual  
DEP de gas natural 2007/2030: + 1,6% anual  
Participación del gas natural en DEP 2010/2030 por regiones  
Participación del gas natural en DEP global: 2006 21%; 2030 23% (petróleo cae del 33 al 30%)

## Impulsores del crecimiento de la demanda de gas natural

Varias razones del ámbito económico, político y social, favorecen la creciente demanda de gas natural. Los medioambientales cobran cada vez más importancia: (ver tabla en página 38 siguiente).

## Los impulsores (drivers) más importantes en el crecimiento de la demanda de gas natural

**A. El gas to power (generación eléctrica):** es un impulsor crucial de gas natural debido a la alta eficiencia de transformación de este: necesita menos combustible por unidad de energía entregada; menor capital invertido y menor plazo de construcción de las CCGT respecto de plantas de petróleo y/o carbón; la entrega es fácil y continua y evita una infraestructura de almacenaje, por lo que necesita poco mantenimiento además de contar con una manipulación limpia.

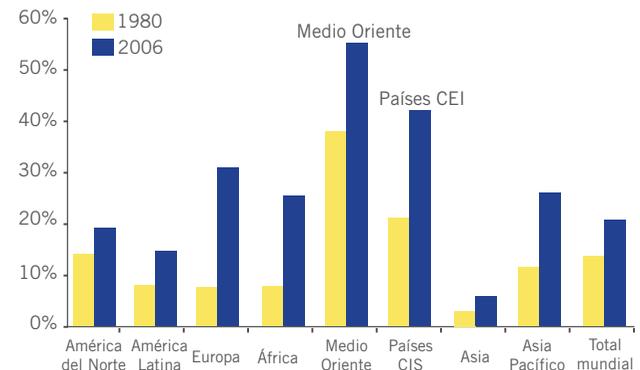


Figura 7. Penetración del gas natural en la generación eléctrica Fuente: International Energy Agency (histórico) e IGU (proyección)

Principales impulsores	Cómo afectará la demanda del gas natural. Factores limitantes
Crecimiento poblacional	El crecimiento poblacional afecta la demanda total de energía y de gas. Requiere, asimismo, fuertes inversiones en exploración, producción, transmisión y distribución.
Crecimiento económico	La aceleración en el crecimiento económico de Asia incrementará el consumo de energía/gas en la región.
Altos precios de la energía/gas	El alto costo de la energía (incluyendo el gas) puede contribuir a una reducción en el crecimiento económico, pero incentivaría inversiones en nuevas tecnologías, lo cual tendría un potencial impacto en todos los mercados, especialmente los mercados emergentes ( <i>peak demand</i> ).
Estabilidad regulatoria y fiscal	La inestabilidad regulatoria y fiscal afectaría las inversiones en infraestructura requeridas. Los cambios en los regímenes impositivos y las interferencias en las fuerzas del mercado pueden afectar todos los elementos de la cadena de valor.
Balance oferta-demanda	Períodos de aprovisionamiento y de estrechez en la capacidad pueden incrementar los precios y la volatilidad. Esto conduce a respuestas de tipo político-regulatorias a fin de mejorar la seguridad de aprovisionamiento y quizás, a controlar el precio de mercado, lo que puede afectar la inversión.
Aspectos medio-ambientales / cambio climático Precios CO <sub>2</sub>	Los compromisos globales para regular emisiones de GEI incrementarán la demanda de combustibles limpios, como el GN. Por otra parte, la estructura de precios diseñada para mejorar la eficiencia energética y proveer incentivos a las energías renovables aceleraría los cambios en las matrices energéticas.
Mayor control medio-ambiental	Mientras el cambio climático es, en general, un factor que puede aumentar el interés por el gas contra la competencia de otros combustibles fósiles (carbón), la implementación de políticas inadecuadas puede aumentar los costos, retrasar la infraestructura y reducir la calidad del financiamiento al sector.
Transición hacia un mundo de energía renovable	El aumento en la dependencia de combustibles renovables puede llevar a esfuerzos de combinar un servicio de GN con renovables para desplazar la intermitencia solar y eólica (gas híbrido/sistemas renovables). El gas es el puente ideal de aprovisionamiento de energía renovable. Asimismo, la tecnología para mejorar la confianza en energía renovable y/o permitir guardar energía en forma más efectiva podrá reducir la necesidad del gas.
Desarrollo de la cadena de valor del gas	Los países que tengan la infraestructura de almacenamiento, transformación y distribución adecuada y hayan realizado las inversiones en las tecnologías adecuadas, verán reducir sus costos y deseconomías de escala en el desarrollo de su cadena de valor.

Cuenta con una alta disponibilidad de forma permanente, por penetración en redes de distribución y aumento del transporte de larga distancia; y requiere de un menor precio relativo por políticas domésticas favorables. Además, tiene una baja emisión de poluyentes (sulfuros, etc.).

El sector más dinámico de la demanda de gas natural seguirá siendo la generación eléctrica o *power* con 1,7 Tm<sup>3</sup> en 2030, es decir 2,5% anual de crecimiento respecto de 2006. En consecuencia, el consumo total de *power* alcanzaría al 39% de la demanda total de GN en 2030, en lugar

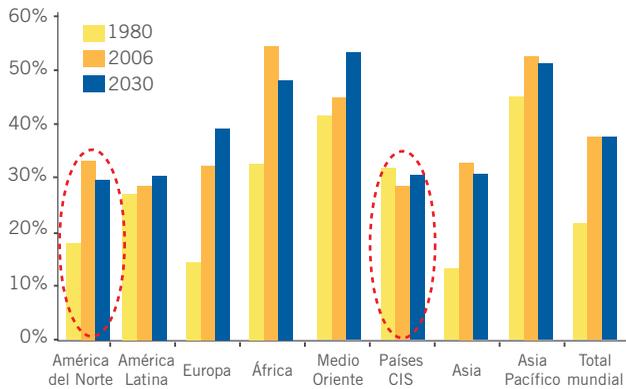


Figura 8. Demanda de gas natural para *power*

del 35% de 2006. En muchas regiones (ver figura 8), se espera que la demanda de gas natural para *power* crezca a un ritmo superior al global de la DEP de gas natural. Las excepciones son América del Norte y los países CEI (CIS en inglés) por una mínima caída, lo que indica que las demandas en la industria y residencial crecerán más rápido.

**B. Drivers políticos del gas natural:** las políticas de gobierno han influido directa e indirectamente en el incremento de la demanda de GN en las últimas décadas. Existen grandes diferencias entre esas políticas según países y regiones, y pueden ser identificadas por una o más de las siguientes categorías:

- Políticas de apoyo a la seguridad energética y diversificación de fuentes de energía y/o productores.
- Políticas que estimulan la producción/exploración local y/o regulan inventarios de petróleo.
- Políticas que subsidian los sistemas de distribución y transporte o mejoran conexiones bilaterales con países productores vecinos.
- Políticas que estimulan la eficiencia en la transformación y en el consumo final.
- Políticas con objetivos ambientales (políticas de aire limpio para reducir la lluvia ácida y la polución del aire, o políticas relacionadas con el clima).
- Políticas como la privatización/liberación de los mercados de energía de la Unión Europea, que llevan a incrementar el uso de gas natural para *power* (especialmente en el Reino Unido, España e Italia) y atraen un amplio rango de nuevos actores hacia estos mercados liberados, que tienen en cuenta las ventajas económicas y ambientales que ofrecen las turbinas CCGT.

## Las reservas de gas natural

¿Qué pasa con las reservas de gas natural? Estas se dividen en convencionales y no-convencionales.

### a) Convencionales

Existen reservas probadas por 6534 trillones de pies cúbicos (tcf), es decir, producción garantizada hasta 2030. La "ratio" producción/reservas se mantiene en 60/65 años. Existe una alta concentración regional (Rusia, Irán y Qatar con el 55% del total de reservas mundiales). Esto conlleva riesgos de abastecimiento. Y ante la madurez de

muchos de los campos usuales, las nuevas reservas convencionales resultan de muy difícil acceso y ubicación.

### b) No convencionales

Su extracción es relativamente nueva comparada con la del gas convencional, pero algunas de sus variedades ya son parte de la matriz:

- **Shale gas:** son rocas porosas que contienen gas. Alta presencia en América del Norte, hay reservas estimadas de 15.563 tcf. En 2030, el 55% del gas de los Estados Unidos provendrá del *shale* (según la AIE 2010).
- **Tight gas sand:** gas en arenas compactas. Existe una alta concentración en los Estados Unidos, Rusia y China.
- **Coal bed methane:** es metano en capas de carbón. Con mucho potencial en Asia, África y Australia, dado que se requiere utilizar mucha agua para su extracción, está sujeto a las regulaciones de cada país.
- **Gas hydrato:** son hidratos de carbono, tienen mucho potencial de desarrollo para después de 2030. Las reservas mundiales de gas convencional son de un total de 6.534 tcf.

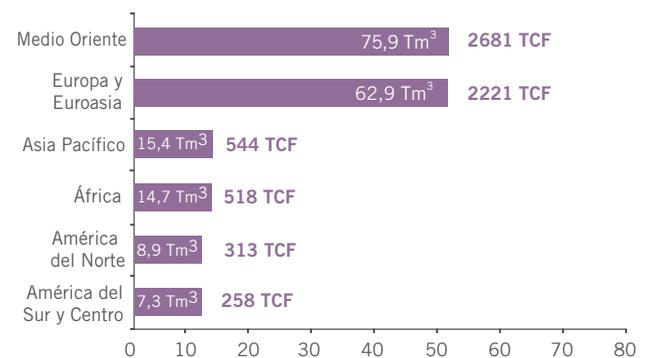


Figura 9. Gas convencional: distribución geográfica probada de las reservas mundiales (en tcf y su equivalente en m³) al 2008

Fuente: BP "Statistical Review of World Energy. June 2009"

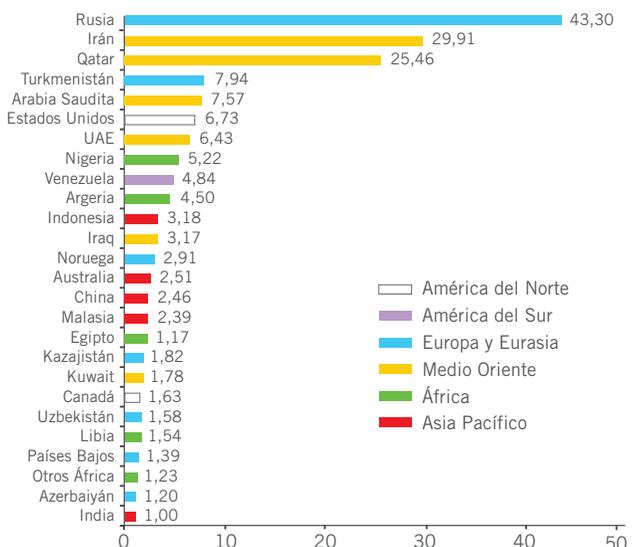


Figura 10. Reservas de gas convencional por países con más de 1 trillón de m³ al 2008

## Escenarios para el desarrollo del gas natural

Pensando a futuro, existen dos escenarios para 2030, según la International Gas Union (IGU): el IGU Expert o Exp, y el IGU Green.

El primero se caracteriza porque mantienen las actuales políticas de mitigación y adaptación, prevé un consumo creciente de gas natural con nuevas instalaciones en industrias y generadores de energía; un aumento acompañado de consumo de energía renovables y de carbón; y mayores emisiones totales de CO<sub>2</sub> (un 34% más para 2030), incompatible desde todo ángulo con la necesidad de reducción de GEI.

El segundo, el IGU Green, incluye una fijación de un precio al carbono emitido por los distintos combustibles fósiles o de un impuesto a estos; como consecuencia se reduciría el uso de carbón y con ello, las emisiones de CO<sub>2</sub> (el -12% para 2030). Se trata de una solución sustentable para la reducción firme de emisiones de GEI.

### i- El IGU Expert

En este escenario IGU Expert, de mantenerse el crecimiento económico a largo plazo y un establecimiento de la seguridad energética mediante el desarrollo de mercados locales e internacionales, las emisiones de CO<sub>2</sub> crecerían de 28 Bt en 2006 a 41 Bt 2030.

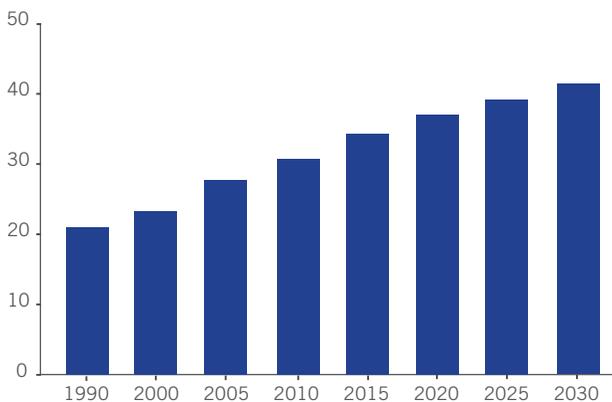


Figura 10. IGU Expert: Emisiones globales de CO<sub>2</sub> (Bt) 1990-2030  
Fuente: International Energy Agency (histórico) IGU (proyección)

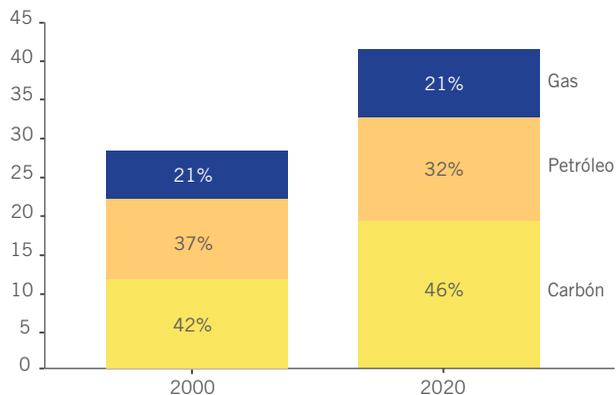


Figura 11. Emisiones globales de CO<sub>2</sub> (Bt) por combustible  
Fuente: IGU 2009

No se contribuiría a reducir el cambio climático ni el daño ambiental y la DEP global crecería al 1,5% anual entre 2006 y 2030, mientras que las emisiones de CO<sub>2</sub> lo harían al 1,6% anual, esto refleja que la participación de los combustibles en las emisiones variaría de la siguiente manera:

- La del carbón crecería del 42% al 46%.
- La del gas natural se mantendría en el 21%.
- La del petróleo caería del 37% al 32%.

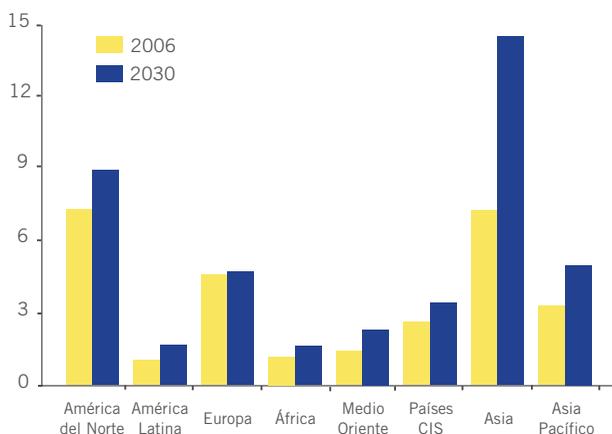


Figura 12. Emisiones de CO<sub>2</sub> por regiones 2006-2030 (en Bt)  
Fuente: IGU 2009

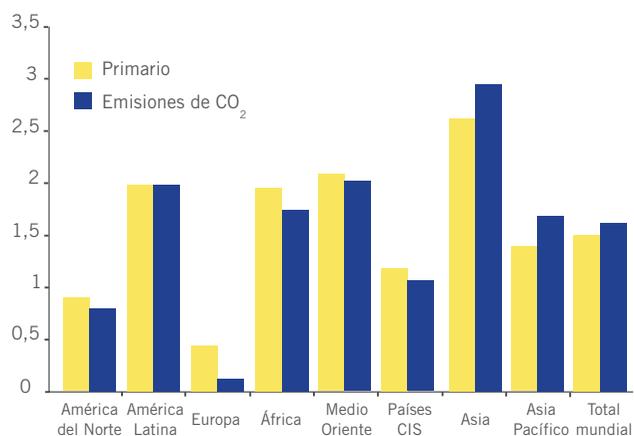


Figura 13. DEP y emisiones de CO<sub>2</sub> en porcentaje de crecimiento anual 2006-2030  
Fuente: IGU 2009

Análisis de las emisiones por regiones: el mayor incremento en valor absoluto de las emisiones de CO<sub>2</sub> se produciría en el mundo en desarrollo. Se destaca Asia, cuyas mayores emisiones de CO<sub>2</sub> son alimentadas por el incrementado uso del *large coal* en China y la India.

Los porcentajes de incremento más importantes de emisiones de CO<sub>2</sub> también se producirían en el mundo en desarrollo, con Asia en primer lugar, seguida por Asia Pa-

Figura 12. El escenario IGU Expert

MUNDO		2000	2005	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Demanda primaria de energía	Mtoe	9.888	11.286	11.565	12.382	13.674	14.724	15.685	16.525
Demanda total de gas	Bcm	2.427	2.777	2.820	3.088	3.419	3.762	4.069	4.331
- Residencial/comercial	Bcm	626	691	698	740	807	864	906	944
- Generación de energía	Bcm	573	970	1.039	1.102	1.222	1.357	1.467	1.592
- Automotriz	Bcm	3	8	9	18	32	42	52	59
- Industrial/otra	Bcm	731	1.098	1.075	1.228	1.358	1.499	1.644	1.736
Producción de gas	Bcm	2.526	2.790	2.953	3.242	3.608	3.891	4.178	4.415
Emisiones de CO <sub>2</sub>	Mt	22.658	28.098	28.300	30.914	34.424	37.056	39.439	41.556

Mto = Millones de toneladas de petróleo equivalentes Bcm = Billones de metros cúbicos Mt = Millones de toneladas métricas

Fuente: IGU 2009

cífico, regiones que concentran las mayores emisiones del mundo en desarrollo. Allí el crecimiento es el de la DEP.

Como conclusión: el escenario IGU Expert muestra que, aun con una mayor presencia de gas natural en la matriz energética, el nivel creciente de las emisiones de CO<sub>2</sub> es insostenible por efecto de una mayor influencia de las emisiones originadas por el carbón.

## ii. El IGU Green

Ante un escenario IGU Expert que no brinda una solución sustentable que disminuya las emisiones de CO<sub>2</sub>, habrá que analizar cuál es el planteo de la industria del gas, así como la decisión global que permita reducir significativamente las emisiones de CO<sub>2</sub> sin comprometer los objetivos de crecimiento económico y de seguridad energética.

La respuesta esquemática es la siguiente:



MUNDO		2000	2005	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Demanda primaria de energía	Mtoe	9.888	11.286	11.565	12.382	13.637	14.275	14.965	14.991
Demanda total de gas	Bcm	2.427	2.777	2.820	3.018	3.438	3.908	4.363	4.760
Emisiones de CO <sub>2</sub>	Mt	22.658	28.098	28.300	30.914	33.018	32.204	30.861	27.198

Fuente: IGU 2009

En el escenario IGU Expert, las emisiones de CO<sub>2</sub> crecerían un + 34%.

<b>2010</b>	<b>2030</b>
30.914 Mt	41.556 Mt

En el escenario IGU Green, las emisiones de CO<sub>2</sub> bajarían un -12%

<b>2010</b>	<b>2030</b>
30.914 Mt	27.198 Mt

### Comparativa de ambos escenarios

En el IGU Green, la DEP deja de crecer para el 2020 y se mantiene por debajo de los 15 Btoe, esto es, un 10% menor al IGU Expert. Y si bien esta reducción no parece demasiado importante, la composición porcentual de los combustibles utilizados en ambos escenarios sí lo es:

Combustible	IGU Expert	IGU Green
Renovable	12%	26%
Carbón	30%	14%
Gas natural	23%	28%

Estos resultados confirman que prevalece la penetración conjunta del combustible fósil menos contaminante

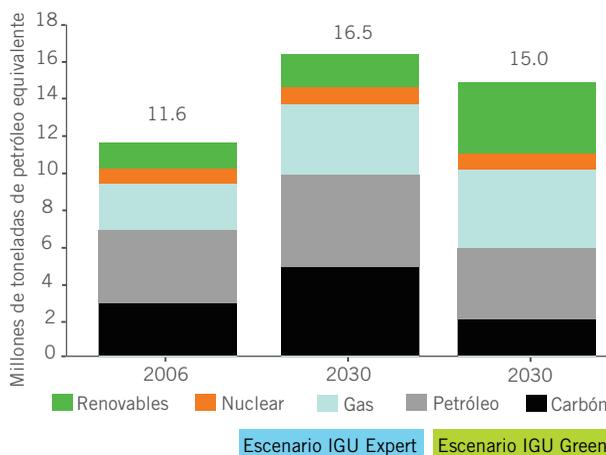


Figura 13. Evolución de la DEP y de los combustibles por escenario en Btoe (billones de toneladas de petróleo equivalente)

Fuente: IGU 2009

(28%) y de los renovables (26%), donde el gas natural estaría cumpliendo con el doble rol de “puente” y “complemento” de los renovables.

Se ve también que las emisiones de CO<sub>2</sub> en el escenario IGU Green comienzan a disminuir entre 2015 y 2020.

Las emisiones totales de CO<sub>2</sub> en 2030, se proyectan en 27 Btons, es decir un 35% inferiores a las del IGU Expert,

y con tendencia decreciente. Con la aplicación de políticas adecuadas, es posible alcanzar un resultado sustentable.

El escenario IGU Green confirma que con una mayor penetración de gas natural en la matriz energética, combinada con energía renovable, se puede lograr la estabilización del consumo global de energía y colocar las emisiones de CO<sub>2</sub> en un nivel descendente.

## Los precios

### La realidad de cómo se fijan los precios en el mercado del gas natural

Antes de poder siquiera tener en cuenta estos escenarios, sin embargo, es importante saber que existe otra realidad influyente: la del establecimiento de los precios en el mercado del gas natural.

El precio del gas natural, ya sea en el comercio internacional y en los mercados domésticos al por mayor, generalmente es establecido:

- 1) en los mercados del gas a nivel local;
- 2) mediante contratos indexados por combustibles competidores (petróleo crudo o sus derivados);
- 3) o por el gobierno o la autoridad reguladora pertinente.

Variables Escenarios	DEP (Mill. de Tn. equiv. de petróleo por año)	Demanda de gas Bcm x año	Participación <i>gas share</i> en DEP (%) Tcf x año	Emisión CO <sub>2</sub> de todos los combustibles (Mill Tn. por año)	
IGU Expert 2030 (continuación de las actuales políticas)	16.500	4.300	153	23	41.600
IGU Green 2030 (acuerdo global y mayor costo del CO <sub>2</sub> )	15.000	4.800	168	28	27.200
Mundo (hoy)	12.000	3.000	106	21	30.000

Fuente: IGU 2009

DEP: Demanda de energía primaria

Figura 14. Principales variables proyectadas para 2030

Por ejemplo, el IGU Green se basa en un impuesto global. Sin embargo, por razones políticas y de instrumentación, es muy difícil su implementación. Concretamente, los mecanismos actuales para fijar los precios del gas natural son los siguientes:

- 1. Competencia *gas to gas*:** es el precio adoptado, sobre todo en mercados locales, de una canasta de precios de gas natural, entre los que puede incluirse también un precio de importación.
- 2. Indexación por precio del petróleo:** precio variable según una fórmula que toma en cuenta una canasta de precios de referencia aceptados por vendedor y comprador, que se aplica en contratos a largo plazo de varios años de duración. Es muy utilizado en mercados internacionales y regionales, aunque su importancia puede disminuir en la próxima década.
- 3. Regulación debajo del costo:** precio para el consumidor doméstico, que necesariamente está complementado por un subsidio explícito a la cadena del gas natural (normalmente al distribuidor del gas).
- 4. Regulación político-social:** acción del Estado que regula los precios en función de las posibilidades de pago del consumidor, los costos del productor y las propias necesidades del Estado (impuestos).
- 5. Regulación por costo del servicio:** precio fijado por el Estado de acuerdo a normas preestablecidas, que cubren el costo de abastecimiento incluyendo un retorno aceptado sobre las inversiones del productor/distribuidor.
- 6. *Net back* desde el producto final:** es el que paga el comprador del producto fijado debajo de otros combustibles competitivos, cuyo precio puede fluctuar fuertemente. En la práctica, se usan tres precios *net back* promedio correspondientes a consumidores actuales –con o sin capacidad de cambiar a otros combustibles– y a nuevos consumidores, seleccionándose la alternativa más barata corregida por diferencias de eficiencia, y costos de transporte y almacenaje.
- 7. Monopolio bilateral:** es el mecanismo de precios dominante en negocios entre estados de la ex Unión Soviética, en Europa Central y del Este, así como en mercados de gas no maduros con un proveedor dominante frente a uno o dos compradores importantes.

### Formación de los precios del gas convencional en el mundo

En la figura 15 pueden apreciarse los cinco mecanismos que fijan el 90% del precio del gas natural. Los primeros dos ítems, en los que influyen la indexación y la competencia, suman el 52%.

Mecanismos	2005	2007
1. Competencia <i>gas to gas</i>	32%	32%
2. Indexación por precio del petróleo	22%	20%
3. Regulación debajo del costo	23%	26%
4. Regulación político social	11%	9%
5. Regulación por costo del servicio	3%	3%
6. <i>Net back</i> desde el producto final	0%	1%
7. Monopolio bilateral	8%	8%

Figura 15. Evolución (participación) de los mecanismos formadores de los precios del gas natural 2005 y 2007

### La regulación de los últimos tres representa el 38%

La preponderancia de los mecanismos “competencia *gas to gas*” y con “regulaciones” refleja principalmente el dominio de la producción local que se consume también a nivel local.

### La distribución geográfica de los precios del gas natural por países o regiones

- En los últimos años, el Brasil, la Argentina, Malasia y Ucrania aplicaron regulaciones políticas.
- Cuando de la regulación resulta un precio menor al costo, surgen los subsidios.
- En las importaciones de LNG (GNL, gas licuado) de Japón, Corea, Taiwán, España y Europa Continental, prevalece el *gas to gas*.
- El *gas to gas* también es importante en América del Norte, Reino Unido, Australia y Europa Occidental.

En los mercados internacionales, se distinguen el monopolio bilateral (ocurre entre dos productores y consumidores; Rusia y Europa, países de Asia-Pacífico), la indexación o competencia, la indexación por precio petróleo (prevalecen los contratos a mediano y largo plazo, y, por lo tanto, todavía la mayoría están ligados a la evolución del petróleo) y la competencia *gas to gas* (precio adoptado de distintas cotizaciones de gas natural, a su vez no relacionadas con el petróleo). También participa el *gas to gas* tanto por gasoductos como por GNL, aunque en esta modalidad de transporte hay una tendencia hacia los precios *spot*, consecuencia lógica de la estructura modular de este sistema de comercialización.

### Evolución futura de los mecanismos de fijación de precios

***Gas to gas*:** América del Norte, Reino Unido, Australia y el noroeste de Europa no están dispuestos a cambiar

mientras se mantenga la confianza en la liquidez del mercado. La Comisión Económica Europea desea continuar con la presión sobre el *gas to gas*, pero el límite está en el desarrollo de las facilidades de operación, información de precios confiable y contar con todos los servicios comerciales, por lo que la evolución será lenta.

**Varios, con primacía de indexación por petróleo:** Europa Continental, Japón, Corea del Sur y Taiwán, es un mecanismo que permite a comprador y vendedor manejar su riesgo comercial, por lo que no es esperable su pronta desaparición.

**Subsidio de precios domésticos de gas natural:** en los países no-OECD, en especial los de Medio Oriente y Norte de África (productores de petróleo y gas natural). Es que aumentar los precios del GN puede hacer menos atractivas las inversiones en las industrias que lo utilizan. Cuando los países del norte de África y Medio Oriente comiencen a sentir el estancamiento de sus producciones locales, será la hora de comenzar las exportaciones e importaciones regionales, ya que el comercio internacional y regional no puede realizarse a precios subsidiados. Este mayor comercio podría incrementar la carga de subsidios en los países importadores, y eventualmente facilitaría el ajuste de los precios internos.

**Precios competitivos o regulación bajo el costo, según costo y gas to gas:** China y la India, por ejemplo, están en un proceso de ajuste de precios hacia niveles globales. Precios competitivos para clientes que pueden afrontarlos, y para el resto, aplican una mezcla de regulación debajo del costo, regulación basada en costo y competencia *gas-to-gas*, de este modo, gradualmente, se acercan a precios que estimulen los descubrimientos de yacimientos y hacen crecer la producción local.

En países pobres de Asia y América Latina, y países importadores de la CEL, hay regulación decreciente, como en China y la India, con distintos avances según el ritmo de crecimiento económico, la inflación y la percepción de cada gobierno. En Rusia: seguiría el mismo camino de

China, la India y América Latina, explotando su condición de gran productor y exportador mundial. Los bajos precios locales han sobreestimulado el consumo por lo que se limitaron los incentivos para invertir en nuevos yacimientos. Se busca incrementar los precios en los próximos 4/5 años para igualar los precios domésticos con los de exportación (*netback parity*) aplicándolos al comercio, a la industria y *power*. Se prevén complicaciones en el mercado interno ruso, no acostumbrado a esta indexación.

## Los desafíos para la industria del gas natural

### La industria del gas natural y el IGU Green

La industria del gas natural se encuentra abocada a lograr un mayor compromiso con el desarrollo sustentable, pero sin afectar el desarrollo en términos de abastecimiento de energía. Y a balancear el incremento de la demanda de energía con la imperativa necesidad de reducir los GEI.

El punto es cómo lograr este balance. Allí, la industria se propone una serie de ejes estratégicos:

**A.- Acceso:** facilitar y ampliar el acceso al gas natural en los principales países consumidores, focalizando en aquellos donde el carbón es el combustible dominante en generación eléctrica. Concentración en China, la India y los Estados Unidos.

**B.- Puente (*bridge*) al futuro:** el puente es necesario porque la transición a un sistema energético sustentable llevará décadas y mientras tanto, el gas natural proveerá el puente, que promoverá una mayor eficiencia en el uso final e impulsará el uso del gas natural en el transporte, la calefacción y en la generación eléctrica. Además, incorporará el biogas en la matriz energética.

**C.- Complementación con las renovables:** la generación eléctrica en base a las energías renovables

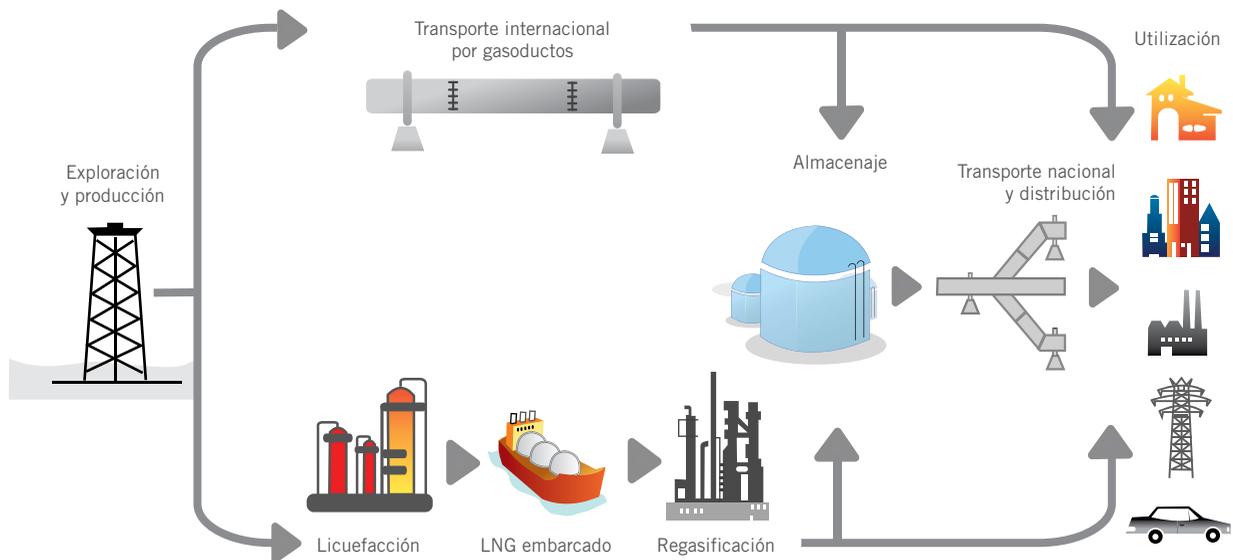


Figura 16: La cadena de valor de la industria del gas

como la eólica y la solar sólo puede alcanzar su máximo potencial si se las complementa con una alternativa de rápida respuesta cuando no hay viento y el sol no alumbra. El gas natural en turbinas de alta tecnología es el complemento para estas intermitencias que generan inversión en almacenaje de gas y redes inteligentes que, a su vez posibilita el uso complementario con energías renovables para la generación eléctrica.

**D.- Uso eficiente de todas las energías, incluido el gas natural:** la intensidad energética está disminuyendo en la mayoría de las economías (cantidad de energía para elevar un punto del PBI). La IEA atribuye a la mejora de la eficiencia la mitad de la reducción en las mayores economías. Los futuros escenarios se basan fuertemente en una continua reducción de la intensidad energética, sin la cual la reducción del carbón será casi imposible.

### Cómo la industria puede alcanzar el escenario IGU Green

Las maneras de llegar al mejor escenario posible comienzan por la **financiación e inversión**. En efecto, según la IEA (2008), la inversión destinada a infraestructura proveedora de energía en 2007-2030 será de 26,3 trillones de dólares. De este monto, el sector del gas recibiría unos 5,4 trillones de dólares. El nivel de inversión depende de los costos unitarios (precio del petróleo). La clave serán los mecanismos de precios que aseguren retornos positivos para el desarrollo del gas no convencional.

El factor **geopolítico**: la geopolítica no sólo afecta las decisiones sobre infraestructura y nuevos recursos, sino también la continuidad de la operación de rutas de abastecimiento existentes. El mundo atraviesa una etapa donde se desarrollan la interdependencia y el comercio del GN entre países productores y consumidores y, por ello, existe una preocupación por la seguridad de la producción y el abastecimiento. A medida que el mercado

del gas natural se vuelva más integrado globalmente, los eventos regionales podrán tener efectos globales. La preocupación es la concentración de reservas convencionales (61%) en pocos países: Rusia, Irán, Qatar, Turkmenistán y los Estados Unidos.

En cuanto a **tecnología e innovación**, a corto y mediano plazo, las presiones económicas limitarán los presupuestos de gobiernos y empresas en I+D relacionados con el gas natural, de tal manera que crecerán en línea con la inflación y permanecerán en el nivel de 0,5 a 1,0 % de la facturación (en el caso de las empresas). Aunque el gas natural sea reconocido como el hidrocarburo más limpio, el foco y los fondos disponibles asociados estarán dirigidos a las tecnologías renovables o "limpias". Sin embargo, será necesario desarrollar nuevas tecnologías en la explotación de reservas no convencionales y en la producción de GNS (Gas Natural Sintético) y en la gasificación del carbón, especialmente en los mercados donde las reservas convencionales están declinando.

Los recursos humanos serán igualmente críticos: este desafío plantea un problema estratégico de suma gravedad para el sector ya que se observa un faltante de recursos humanos altamente calificados en todos los niveles de la cadena de valor. El desbalance entre oferta y demanda de personal es de tal magnitud que se lo considera un serio problema a la capacidad de la industria para ejecutar sus proyectos en los próximos años.

Los 3 ejes que la nueva industria del gas atraviesa de manera horizontal son la complementariedad con las energías renovables, la transición a economías menos intensas en carbono y el ímpetu de los gobiernos por lograr la autosuficiencia energética.

Todo esto impulsará una reasignación de recursos financieros apoyada por la acción mancomunada de gobiernos, universidades e industrias. Se debe aprovechar la experiencia previa de la industria del gas natural para orientar las oportunidades de mercado, creando la nueva industria del gas que haga de puente hacia economías más limpias y descarbonizadas.

### Inversión proyectada en infraestructura del sector del gas 2007-2030

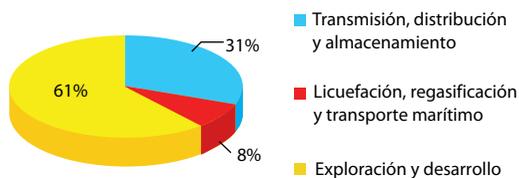


Figura 17. La inversión en gas  
Fuente: IGU 2009

## Conclusiones

- La IEA pronostica un aumento de la DEP. Los combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural) seguirán teniendo una alta participación en la DEP, pero con tendencias diferentes: caída en la participación del petróleo (del 33% al 30%) y aumento en la participación del carbón (del 42% al 46%) y el gas natural (del 21% al 23%).
- La mayor participación en la economía mundial de los PIB de las economías emergentes implica una mayor complejidad de la discusión sobre cómo solucionar los problemas de cambio climático y sobre cuál será el nivel de contribución que deberá realizar cada país.
- El mayor uso de gas natural aparece como una tendencia firme puesto que, además de contaminar menos que el petróleo (-29%) y que el carbón (-44%), tiene ciertos atributos: mayor eficiencia, fácil y limpia manipulación, necesita menos infraestructura, tiene alta penetración en las redes de distribución, etc.; que lo posicionan como el combustible capaz de balancear el mayor incremento de la demanda de energía con la imperativa necesidad de reducir los GEI.
- Estas cualidades harían que la participación del gas natural en la generación eléctrica global se incremente desde el 35% en 2006 al 39% en 2030; demanda que estaría cubierta por las reservas convencionales de gas natural, que mantienen el ratio producción/reservas entre los 60-65 años, y por el desarrollo de las reservas

no tradicionales, cuyas estimaciones para el 2030 superarían a las tradicionales en un 138%.

- De los dos escenarios IGU para 2030, el IGU Expert basado en un statu quo en términos de políticas de mitigación/adaptación y de un uso aun mayor de gas natural en la matriz energética mundial, implica mayores emisiones de CO<sub>2</sub> en un 34%; mientras que el escenario “deseable” –el IGU Green– reduce las emisiones de CO<sub>2</sub> en un 12%. Esto presupone el desarrollo del gas basado en reservas no convencionales e incentivos para la reducción del uso del carbón. Sin embargo, este escenario IGU Green requerirá de una serie de acuerdos ya que para poder financiar el desarrollo del gas no convencional se demandarán ciertos precios mínimos que hagan rentable las operaciones.
- Dado este panorama de hechos, realidades, tendencias, proyecciones y políticas, se concluye que el gas natural sería la “solución puente” menos contaminante disponible mientras se desarrollan nuevas tecnologías; las energías renovables maduran y se logra un consenso sobre las políticas a aplicar sobre cambio climático.
- La clave será desarrollar una nueva industria del gas. ■

## Glosario

- Bcm:** *Billion cubic meters* (Billones de metros cúbicos).
- CCGT:** *Combined Cycle Gas Turbine* (Turbinas de Gas de Ciclo Combinado).
- CER:** *Certificaded Emission Reduction* (Certificados de Reducción de Emisiones).
- CEI:** Comunidad de Estados Independientes (en inglés CIS “*Commonwealth of Independent States*”).
- CMNUCC:** Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático.
- CO<sub>2</sub>:** Dióxido de carbono.
- DEP:** Demanda de Energía Primaria.
- GEI:** Gases de Efecto Invernadero.
- GN:** Gas Natural (tanto “convencional” como “no convencional”).
- GNL:** Gas Natural Licuado.
- GNS:** Gas Natural Sintético.

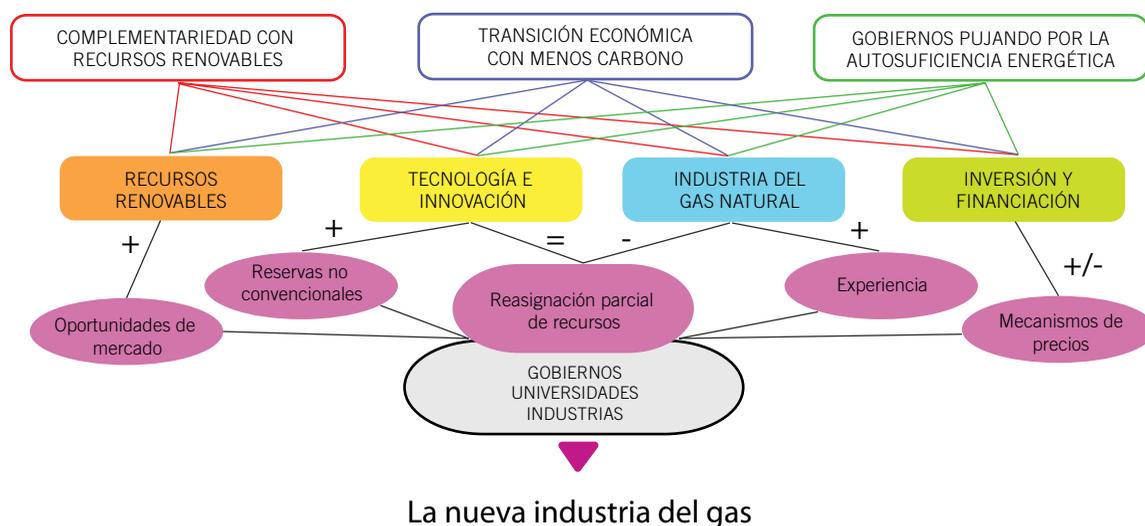


Figura 18. Esquema de desafíos para la nueva industria del gas

**IGU:** International Gas Union.  
**MDL:** Mecanismo de Desarrollo Limpio.  
**MSA:** Mecanismos Sectoriales de Acreditación.  
**Mt:** Millones de toneladas métricas.  
**Mtoe:** Millones de toneladas de petróleo equivalente.

**Tm<sup>3</sup>:** Trillones de Metros Cúbicos.  
**Tcf:** Trillions cubic feet (Trillones de Pies Cúbicos).  
**SNLT:** Sectoral No-Lose Targets (Objetivos Sectoriales Sin Pérdida).

## Las renovables crecen, pero aún son caras

Las renovables han crecido rápidamente en las últimas décadas y cada vez son un componente mayor de la matriz de abastecimiento energético. Incluso la mayoría de los gobiernos –sobre todo los occidentales, aun con sus excepciones– han aumentado el respaldo a las energías verdes, al tiempo que se esmeran por publicar el esfuerzo de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera.

Según la Agencia Internacional de Energía (IEA), el uso de las renovables crecerá rápidamente hacia 2035 en todas sus versiones: eólica, solar, geotérmica, de biomasa y marina, entre otras. Para ello, entre 2010 y esa fecha, las inversiones en dólares de 2009 para producir electricidad no deberían bajar de los 5,7 trillones de dólares estadounidenses. Hasta China poco a poco ha pasado a liderar en cantidad de instalaciones de turbinas eólicas, así como en la venta mundial de esta tecnología, a mano con Alemania.

Un buen modelo de eficiencia es la Unión Europea, que no deja de tener presente esta preocupación. Por responsabilidad con el futuro, pero sobre todo, por los altos costos que le significa la importación de hidrocarburos (hasta ahora casi el 70% de lo que consume viene de afuera). Así es que en el borrador del “mapa de ruta para una economía baja en emisiones de CO<sub>2</sub> hacia 2050”, esbozado en la última cumbre, la UE asegura que para ese año recortará en un 25% las emisiones. Esto se suma al objetivo actual de disminuir el 20% según el índice de 1990, como se firmó en el Protocolo de Kyoto, además de aumentar el 20% del uso de las renovables y también incrementar la eficiencia en un 20%.

Para ello tiene cientos de proyectos, como el Desertec,

que implica recibir dentro de 10 años la energía solar y eólica de varias plantas instaladas en los desiertos al norte de África y Medio Oriente. El principal problema, por ahora, es que las renovables son caras. Francia anunció a finales de 2010 que el precio de las tarifas de electricidad deberían aumentar este año por este motivo. Para Electricité de France, el sobre costo por las renovables en 2009 fue de unos 1600 millones de euros.

Otra buena opción son los coches eléctricos e híbridos, aunque según la 12.º Encuesta Anual de la Industria Automotriz de KPMG de enero último, en el mundo los vehículos híbridos y eléctricos tendrán la mayor proporción de crecimiento durante los próximos cinco años aunque llevará tiempo que los consumidores se acostumbren. Y también desarrolla proyectos de captura de CO<sub>2</sub>, pero por ahora son sólo eso: mucha investigación.

Según la IEA, depende de los gobiernos, una vez más, tomar las decisiones y establecer las directivas tendientes a utilizar tecnologías que cuiden el ambiente, y no sólo por verse políticamente correctas.

### La Argentina triplicará su parque eólico

En el país, en tanto, la capacidad eólica instalada aumenta al 21% anual. La Ley de Fomento Nacional de 2006 obliga a que para 2016, el 8% de la electricidad provenga de estas fuentes para morigerar las 10 gigatoneladas de CO<sub>2</sub> anuales que se emiten actualmente. Las tres decenas de proyectos de energía verde presentados hasta ahora necesitan 9000 millones de pesos de inversión para llegar a los 900 megavatios, según datos de la Cámara Argentina de Energías Renovables (CADER).