



# El desafío del *downstream* del gas en la Argentina

Por el *Grupo de Trabajo de Transporte y Distribución de Gas del IAPG*

**En este informe se proyecta un escenario posible sobre cómo debería ampliarse a gran escala la infraestructura de transporte y distribución de gas la Argentina durante los próximos 20 años, ante el esperado desarrollo de los recursos de *shale gas* de la región; al menos cinco millones de hogares se sumarían a la red.**

**E**l abastecimiento de gas natural se asoma como una de las cuestiones estratégicas más trascendentes para el país.

La Argentina posee una de las reservas más importantes de *shale-gas* en el mundo con excelentes perspectivas de desarrollo. Vaca Muerta, señalada como la segunda reserva más grande del mundo, ha concitado una expectativa enorme. Los resultados obtenidos son realmente promisorios. La relación entre nación, provincias y empresas está enfocada en crear las condiciones para un desarrollo a gran escala.

Sin embargo, para que este gas llegue al usuario final se requieren importantes inversiones en toda la cadena del *downstream* asociadas a la transmisión, la distribución y su utilización. Este desarrollo es una condición *sine que non* para que el país capitalice esta ventaja competitiva.

Para determinar la evolución sectorial necesaria para viabilizar el desarrollo del país en los próximos veinte años se deben recrear escenarios de oferta y demanda en un entorno de crecimiento económico y mejora general de la calidad de vida en los hogares.

Se ha considerado el crecimiento poblacional proyectado por el Indec (Instituto Nacional de Estadística y Censos) del 1% anual, lo que implicaría pasar de una población de 42,2 millones en 2014 a 51,2 millones en 2035. Asimismo, se ha considerado una proyección de crecimiento del PBI que, partiendo del promedio de la proyección de distintas consultoras económicas para los primeros años, converge con el promedio geométrico de la tasas de crecimiento informada por el Indec para el período 1993-2013. Ello implica un crecimiento acumulado del PBI en 2035 de un 93% (3,2% anual promedio), y un crecimiento del PBI per cápita de aproximadamente un 60%.

La demanda de gas natural se distribuye en distintos segmentos, cada uno de ellos con un comportamiento característico diferente. Por ello se ha proyectado separadamente la demanda de los pequeños usuarios, los grandes consumidores industriales y las usinas de generación eléctrica y vehículos (GNC) (figura 1).

Desde el lado de la oferta, se han considerado dos escenarios:

Un escenario denominado Convergencia al Abastecimiento Óptimo, que considera un incremento paulatino de la producción local hasta lograr el equilibrio económico entre las alternativas de abastecimiento, considerando los niveles de precios verificados entre 2010 y mediados de 2014<sup>1</sup>. En este escenario, el uso de combustibles líquidos y Gas Natural Licuado (GNL) se limita a los picos invernales, y representa menos del 4% de la demanda (figuras 3 y 5).

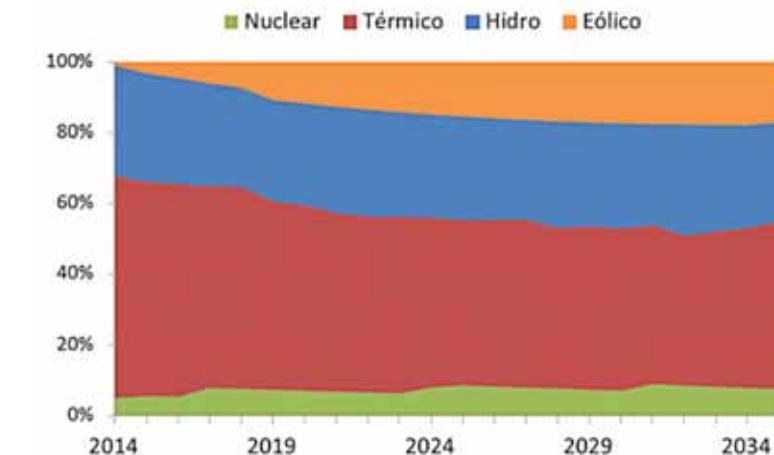


Figura 2. Generación eléctrica por fuente. Promedio de series climáticas.

Un escenario denominado Abastecimiento de Mínima, que supone un ritmo de desarrollo menor pero suficiente para abastecer la base de la demanda (nivel estival) y mantener sustancialmente el nivel de importaciones de gas y uso de combustibles (figura 6).

En el caso de la demanda de pequeños usuarios, residenciales y pymes (R y P), se ha considerado su variación en función de la temperatura y la evolución esperada del número de usuarios. Para los residenciales (R) se identificó el incremento posible de penetración del servicio en función de las estimaciones de las distribuidoras y el plan de gasificación del noreste argentino a partir de la construcción del GNEA<sup>2</sup>. En el caso de los comercios y las pymes (P), se correlacionó su evolución con el PBI. De esta forma, la cantidad de pequeños usuarios se incrementará en 5,1 millones para alcanzar los 13,2 millones de usuarios.

En el caso de uso de gas para la generación eléctrica, se partió de la correlación de la demanda eléctrica con la evolución de PBI de las dos décadas previas y se proyectó su evolución en función de la hipótesis de crecimiento de PBI adoptada. De esa evolución tendencial se ha deducido las reducciones por URE, estimadas en un 12% de la proyección tendencial.

Se ha considerado una evolución del parque generador de electricidad que consiste con las políticas públicas de diversificación y de promoción de energías renovables. Se ha considerado el ingreso de la central Atucha II y la construcción de dos nuevas centrales nucleares, así como el ingreso de 9,6 GW de potencia de nuevas centrales hidroeléctricas, lo que conduce en términos generales al mantenimiento de la participación de dichas fuentes. También se ha considerado la construcción de un importante parque de energías renovables, con la energía eólica como principal exponente, incrementando su participación del 1% al 17% en la energía generada en un escenario climático promedio<sup>3</sup>.

Aún bajo estos exigentes supuestos de diversificación y de eficiencia de uso, se requiere la incrementación del aporte de generación térmica a más del 60% en promedio, que si se abastece con gas en centrales de alta eficiencia, consumirían anualmente unos 11.000 Mm<sup>3</sup> adicionales.

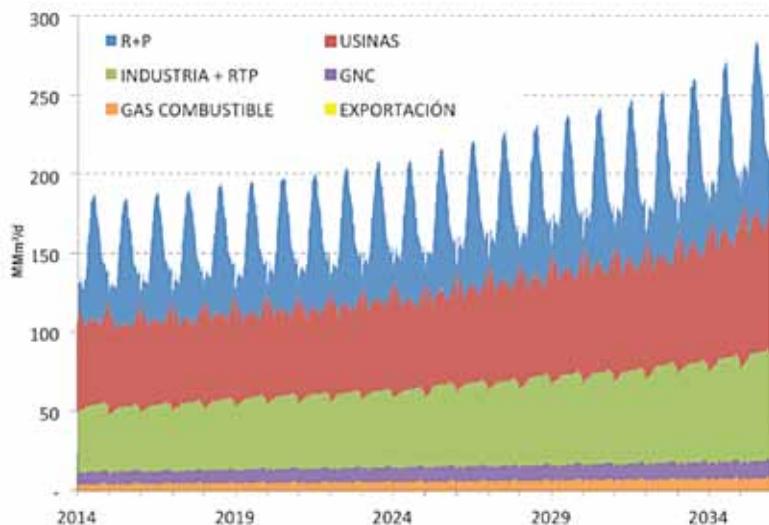


Figura 1. Demanda promedio semanal por segmento.

## Criterio de abastecimiento óptimo

Por la marcada estacionalidad de la demanda de gas en el mercado



argentino, históricamente se ha verificado que en los picos de demanda, algunos actores interrumpen su consumo o conmutan a combustibles alternativos. Esto es económicamente razonable en la medida que el costo de desarrollo de la capacidad de producción de gas y la infraestructura para llevarlo al punto de consumo (inversiones de magnitud en activos sin usos alternativos) para

ser usado pocos días al año, resulta más oneroso que consumir combustibles alternativos de mayor costo variable pero con menores costos fijos.

Para determinar el desarrollo óptimo de la producción de gas y la infraestructura, se ha considerado la estructura de costos incrementales o marginales de las principales alternativas de suministro, a saber:

- Producción nacional + gasoductos existentes.
- Producción nacional + nuevo gasoducto.
- GNL importado en puertos existente.
- GNL importado en un nuevo puerto.
- Combustible gasoil.

Para determinar el equilibrio económico en el suministro de largo plazo no se han considerado los costos de infraestructura adicional para el gasoil, debido a que en los escenarios considerados su uso como sustituto del gas se mantiene o se reduce.

Para los valores de GNL y gasoil verificados entre 2010 y mediados de 2014, resulta conveniente desarrollar gas local y transporte para abastecer la demanda hasta reducir el uso de GNL a un promedio de 90 días, y asegurar un abastecimiento de GNL para que el consumo de gasoil no exceda los 30 días.

En el otro extremo, en un escenario de precios de crudo en torno a 60 USD/bbl y GNL en torno a 9 USD/MMBtu, el desarrollo de infraestructura y gas de producción local es competitivo en precio solo para

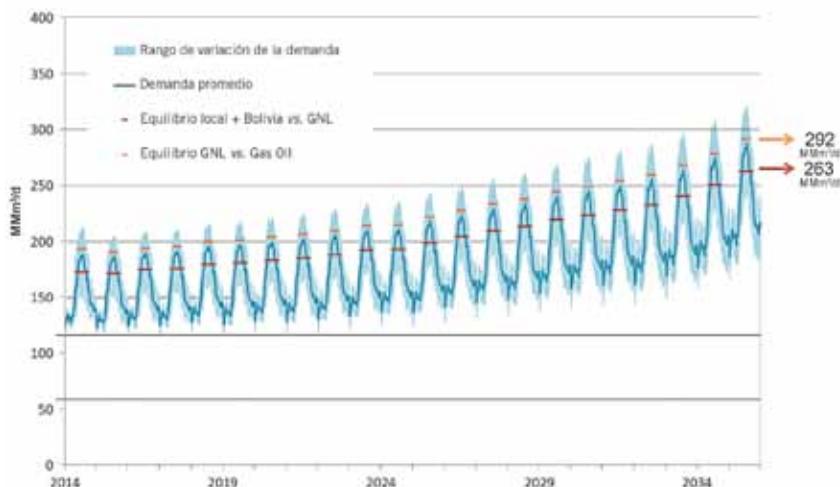


Figura 3. Niveles de abastecimiento óptimo (a precios 2010 - 1<sup>o</sup>s 2014).

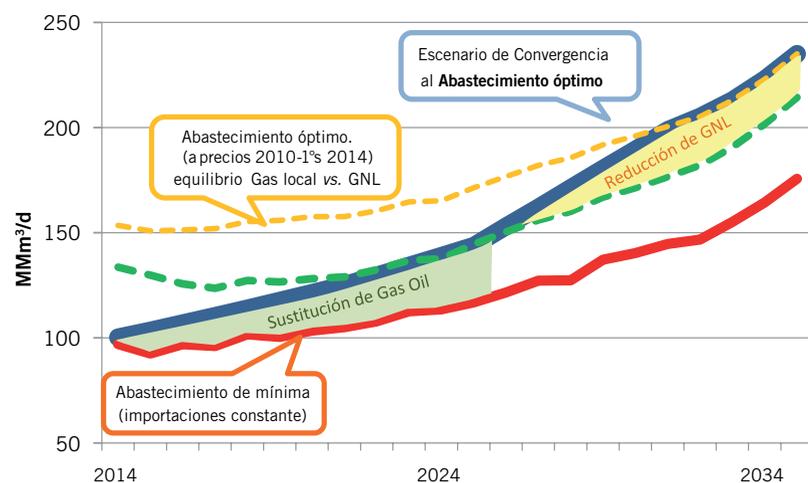


Figura 4. Evolución de producción nacional en los escenarios de abastecimiento.

la demanda de base (más de 250 días al año) y el uso óptimo de gasoil se extiende unos 45 días promedio.

## Escenario de abastecimiento

Con la proyección de la demanda y los puntos de equilibrio determinados para el uso de cada combustible puede estimarse el nivel de suministro óptimo como objetivo de planeamiento. Para los precios del período 2010-2014, los niveles de abastecimiento se muestran en la figura 3.

En esta figura se puede observar que el consumo óptimo de gasoil se verificaría cuando la demanda supera los valores promedio de invierno, y que el abastecimiento óptimo de gas de cuenca, al fin del período se ubicaría en torno a los 260 MMm<sup>3</sup>/día. Dentro de este último valor se incluye la importación desde Bolivia, pues el contrato actual, con cláusulas de *take or pay* se extiende hasta 2026, y se considera probable que se extienda el suministro por la magnitud de la infraestructura asociada en ambos países. El abastecimiento total de gas a consumidores, incluyendo GNL, alcanzaría valores en torno a 290 MMm<sup>3</sup>/día, más del doble de la capacidad de suministro efectivo actual que ronda los 140 MMm<sup>3</sup>/día.

Cabe destacar que, si la demanda mantuviera la evolución tendencial y no se logaran los supuestos plantea-



Austral y San Jorge de un volumen conjunto del orden de 35 MMm<sup>3</sup>/día hasta 50 MMm<sup>3</sup>/día, y de la cuenca Neuquina de menos de 60 MMm<sup>3</sup>/día a valores en torno a 180 MMm<sup>3</sup>/día, lo que representa un desafío formidable tanto en términos de desarrollo de *up-stream* como de infraestructura de transporte.

En los primeros años, mientras se desarrolla la capacidad de producción, el uso intensivo de la infraestructura existente permitiría incrementar el uso de GNL y reducir rápidamente el uso de combustibles alternativos de mayor valor y las restricciones al consumo. En adición a los buques gasificadores ubicados en Escobar y Bahía Blanca, es posible importar hasta 13 MMm<sup>3</sup>/día desde países limítrofes sin necesidad de encarar inversiones relevantes.

do de uso racional y eficiente y diversificación en la matriz de generación eléctrica, el suministro óptimo se eleva en unos 80 MMm<sup>3</sup>/día.

Partiendo de la oferta comercial de producción nacional verificada en 2014, algo menor a 100 MMm<sup>3</sup>/día, se plantean dos escenarios de evolución de oferta. En el escenario denominado de Convergencia al Óptimo, para la primera mitad del período de estudio, se considera esencialmente el desarrollo de aquellos prospectos de producción caracterizados por los operadores de las distintas áreas en todas las cuencas con una estimación razonable de su potencial. Para la segunda mitad, se considera la evolución a un ritmo similar, con un incremento de la oferta concentrado en la cuenca neuquina por su cercanía a los centros de consumo y por el desarrollo del abundante recurso no convencional, con mantenimiento de los niveles de producción de las cuencas Austral y San Jorge.

De esta forma, se ve que en el escenario de Convergencia al Abastecimiento Óptimo la oferta comercial de producción nacional incorpora 135 MMm<sup>3</sup>/día, de los cuales dos tercios responden al crecimiento de mercado y un tercio a la reducción del uso de combustibles alternativos y de restricciones al consumo, en la primer etapa, y luego a la reducción de importación de GNL.

En el escenario de Abastecimiento de Mínima, el incremento de oferta nacional incorpora algo menos de 80 MMm<sup>3</sup>/día.

El uso promedio de cada fuente y la evolución del volumen de gas no suministrado (combustibles alternativos) se muestran en las figuras 2 y 3.

En el escenario de Convergencia al Abastecimiento Óptimo se observa la evolución de la oferta de las cuencas

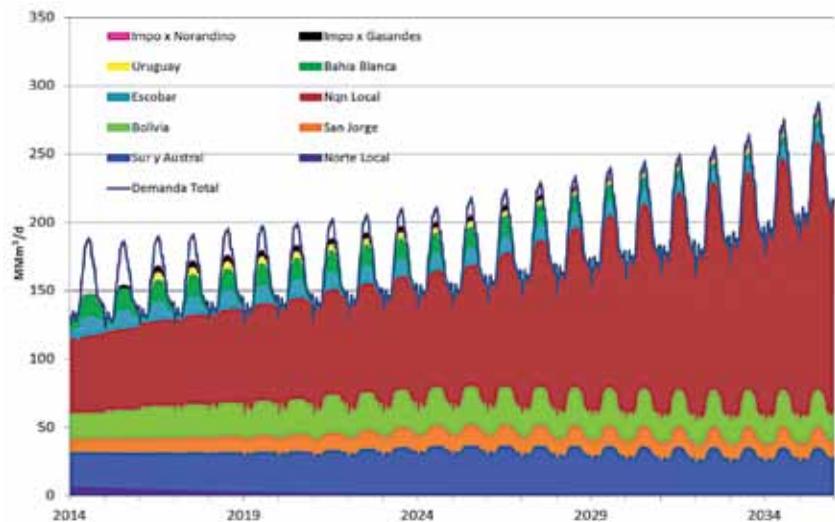


Figura 5. Abastecimiento-Escenario de Convergencia al Óptimo.

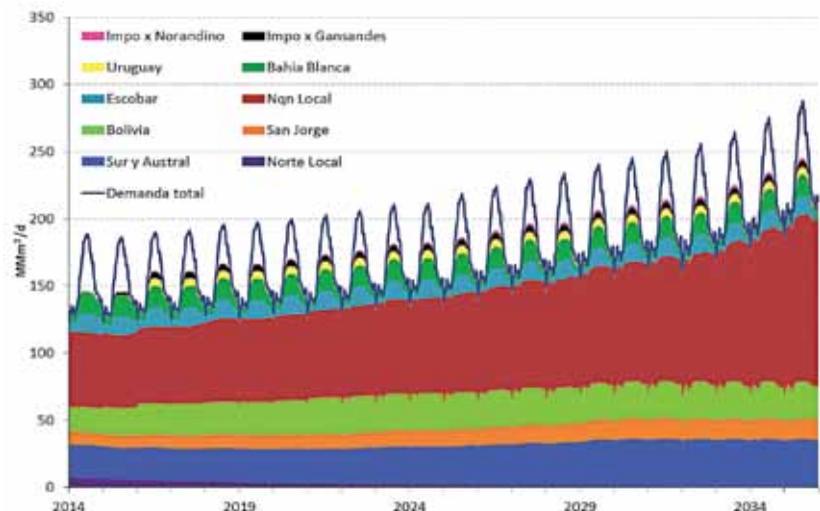


Figura 6. Abastecimiento-Escenario de Mínima.

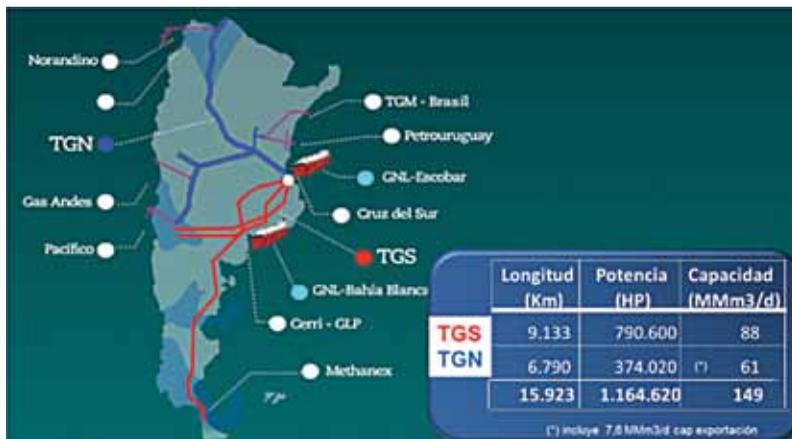


Figura 7. Sistemas troncales de transporte de gas.

En el escenario de Abastecimiento de Mínima, el desarrollo de los proyectos previstos inicialmente se efectúa a un ritmo menor, y la oferta final de cuenca Neuquina se estima en torno a 135 MMm<sup>3</sup>/día (figura 6).

En este escenario, el volumen de la demanda abastecido por las importaciones y los combustibles alternativos se mantiene durante todo el período. En este escenario, considerando las mismas alternativas de importación que en el de Convergencia al Abastecimiento Óptimo, el uso de combustibles líquidos y/o restricciones (área en blanco bajo la curva de demanda) excede el nivel de equilibrio, lo que indicaría la necesidad de evaluar la ampliación de la capacidad de importación de GNL.

## Sistema de transporte

Los Sistemas troncales de transporte operados por transportadora de gas del norte y transportadora de gas del sur, cuentan con un total de 15.923 km de gasoductos y 1.164.620 HP de potencia instalada (figura 7).

## Factor de carga del sistema de transporte

En el figura 8 se muestra el caudal diario promedio por mes inyectado a los sistemas de transporte. Se incluyen inyecciones de gas local e inyecciones de gas importado (gas de Bolivia y GNL en Bahía Blanca y en Escobar). La capacidad total de transporte si consideramos la actual más las obras de expansión en curso es de 155,8 MMm<sup>3</sup>/d. El Sistema de transporte cuenta con una capacidad ociosa de 57 MMm<sup>3</sup>/d para la inyección de gas local, parte de esta capacidad se ocupa con el gas importado desde Bolivia ya contratado, al que se le resta una capacidad libre neta de 39,5 MMm<sup>3</sup>/d.

La capacidad remanente en el tramo NQN-BB/SJ (Neuquén-Bahía Blanca y Neuquén-San Jerónimo) es de 30 MMm<sup>3</sup>/d. La capacidad del Gasoducto Norte se completa con el gas importado desde Bolivia. La capacidad de los Tramos finales (Bahía Blanca-GBA) se completa con el GNL importado.

El Gasoducto San Martín cuenta con una capacidad remanente de 9,5 MMm<sup>3</sup>/d.

## Cuellos de botella actuales

La capacidad de entrega del gas contratado para la alimentación a generadoras eléctricas requiere de la instalación del segundo anillo de Buenos Aires, un sistema que conecta el punto de Mercedes, sobre el sistema de transporte de TGS, con el de Cardales, sobre el de TGN. Esta interconexión contará con un gasoducto de 75 km de longitud y 36" de diámetro, una planta compresora en Mercedes y una estación de regulación, filtrado y medición bidireccional, que permitirá transferir caudales de un sistema al otro indistintamente.

Adicionalmente, la alimentación a las generadoras eléctricas ubicadas en la zona del GBA requiere de un ramal que evite saturar los sistemas de distribución. La alternativa es construir el gasoducto Rodríguez-Rosetti de 55 km de longitud y 30" de diámetro.

## Ampliaciones requeridas

Sobre la base de los dos escenarios de evolución de oferta/demanda se definieron las obras de expansión necesarias, y se realizó una estimación de inversión asociada y una cronología de habilitación de obras.

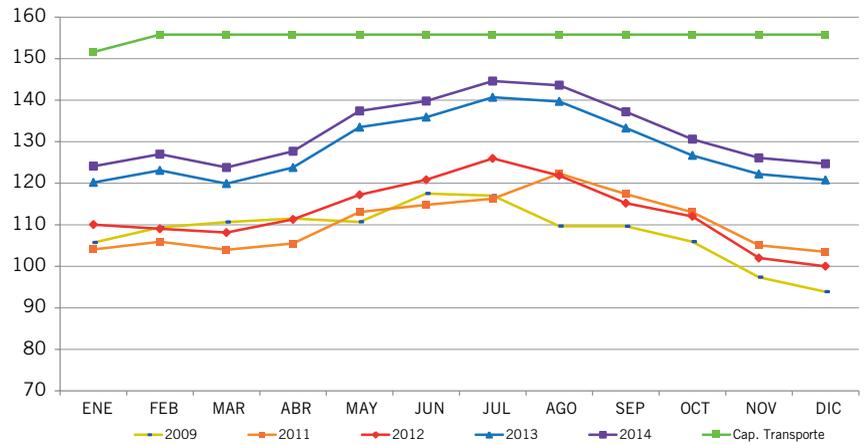


Figura 8. Inyección de Sistema TGS + TGN (MMm<sup>3</sup>/día) Local + importación.

	Caudal Incremental	Gasoducto Sur		Gasoductos Neuquén		Tramos finales	
		Loops Km	Potencia HP	Loops Km	Potencia HP	Lopps Km	Potencia HP
<b>Etapa I</b>	11 MMm <sup>3</sup> /d GNL			400	15,000		
<b>Etapa II</b>	25 MMm <sup>3</sup> /d	300	80,000	200	20,000	500	70,000
<b>Etapa III</b>	50 MMm <sup>3</sup> /d	1,400	400,000	1,200	160,000	1,000	120,000
<b>Etapa IV</b>	43 MMm <sup>3</sup> /d	600	160,000	1,400	60,000	900	100,000
<b>Total</b>	<b>129 MMm<sup>3</sup>/d</b>	<b>2,300</b>	<b>640,000</b>	<b>3,200</b>	<b>255,000</b>	<b>2,400</b>	<b>290,000</b>

	Caudal Incremental	Gasoducto Sur		Gasoductos Neuquén		Tramos finales	
		Loops Km	Potencia HP	Loops Km	Potencia HP	Lopps Km	Potencia HP
<b>Etapa I</b>	11 MMm <sup>3</sup> /d GNL			400	15,000		
<b>Etapa II</b>	25 MMm <sup>3</sup> /d	300	80,000	200	20,000	500	70,000
<b>Etapa III</b>	34 MMm <sup>3</sup> /d	1,100	320,000	1,000	80,000	760	100,000
<b>Total</b>	<b>70 MMm<sup>3</sup>/d</b>	<b>1,400</b>	<b>400,000</b>	<b>1,600</b>	<b>115,000</b>	<b>1,260</b>	<b>170,000</b>

Durante los primeros años de la proyección, las obras necesarias están destinadas principalmente a la eliminación de cuellos de botella, a través de la construcción de los gasoductos Mercedes-Cardales y Rodríguez-Pacheco, además de posibilitar el ingreso de GNL de la República Oriental del Uruguay y de Chile, a fin de acompañar el crecimiento de la demanda mientras se desarrolla la producción de gas local.

**Escenario óptimo.** Estas obras incorporan una capacidad de ingreso adicional de 129 MMstm<sup>3</sup>/d, en cuatro etapas sucesivas con inicio en los años 2018, 2023, 2027 y 2030, respectivamente. La instalación culmina con 8000 km de loop y 1.200.000 HP de potencia.

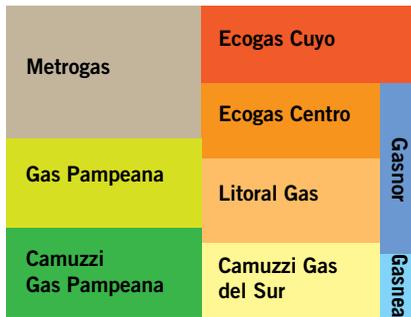
**Escenario de mínima.** Estas obras incorporan una capacidad de ingreso adicional de 70 MMstm<sup>3</sup>/d, en tres etapas sucesivas con inicio en los años 2023, 2028 y 2032, respectivamente. La instalación culmina con 4300 km de loop y 700.000 HP de potencia.

La inversión total estimada acumulada en los veinte años del estudio en el Sistema de Transporte Global, incluyendo las obras de ampliación y de sustentabilidad, es de 22.000 millones de dólares para el escenario óptimo y de 12.000 millones de dólares para el de mínima.

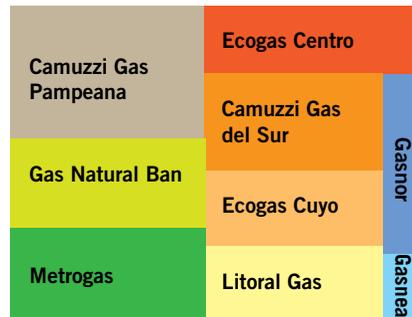
## Los sistemas de distribución

La privatización de la empresa estatal Gas del Estado en 1992 dio a lugar al surgimiento de ocho distribuidoras de gas natural que cubrían casi todo el territorio de nuestro país. Con la creación en 1997 de la novena distribuidora –Gas Nea– se terminó de cubrir la totalidad de la geografía de la Argentina (figura 9).

La longitud total de la red de distribución a fines de 2013 asciende a 138.200 km, mientras que para la misma fecha, la cantidad total de clientes es de 8,19 millones. En las figuras siguientes se han representado comparativamente las longitudes de las redes y la cantidad de clientes de cada distribuidora.



Comparación longitud de la red.



Comparación cantidad de clientes.

## Ampliación del sistema de distribución

Las ampliaciones de la red de distribución dependen principalmente del aumento de la cantidad de clientes, que a su vez está determinado por el crecimiento demográfico de la población.

Con la información de las proyecciones demográficas del INDEC, en primer lugar se han determinado el número de viviendas para los años 2025 y 2035 para cada una de las distribuidoras.

Una vez determinado el crecimiento poblacional con información suministrada por las distribuidoras, se elaboraron diferentes escenarios de aumento de clientes. Entre estos se destacan el Supuesto 1, que considera para 2035 la misma penetración (ratio clientes/viviendas) que en 2013; y el Supuesto 2, que considera una proyección de clientes compatible con el crecimiento de los últimos años. Este último escenario, que determina un aumento de 5,1 millones de clientes para 2035, es el que se considera como el más probable. Resultará entonces que al 2035 la cantidad de clientes alcanzará la cifra de 13,2 millones de clientes.

Para determinar la longitud de las ampliaciones para abastecer los nuevos consumos se han considerado una longitud por cliente y el número de clientes servidos por estación de regulación, similares a las actuales. El resultado de este análisis establece que la ampliación del sistema de distribución es de 86.900 km y 1420 estaciones de regulación.

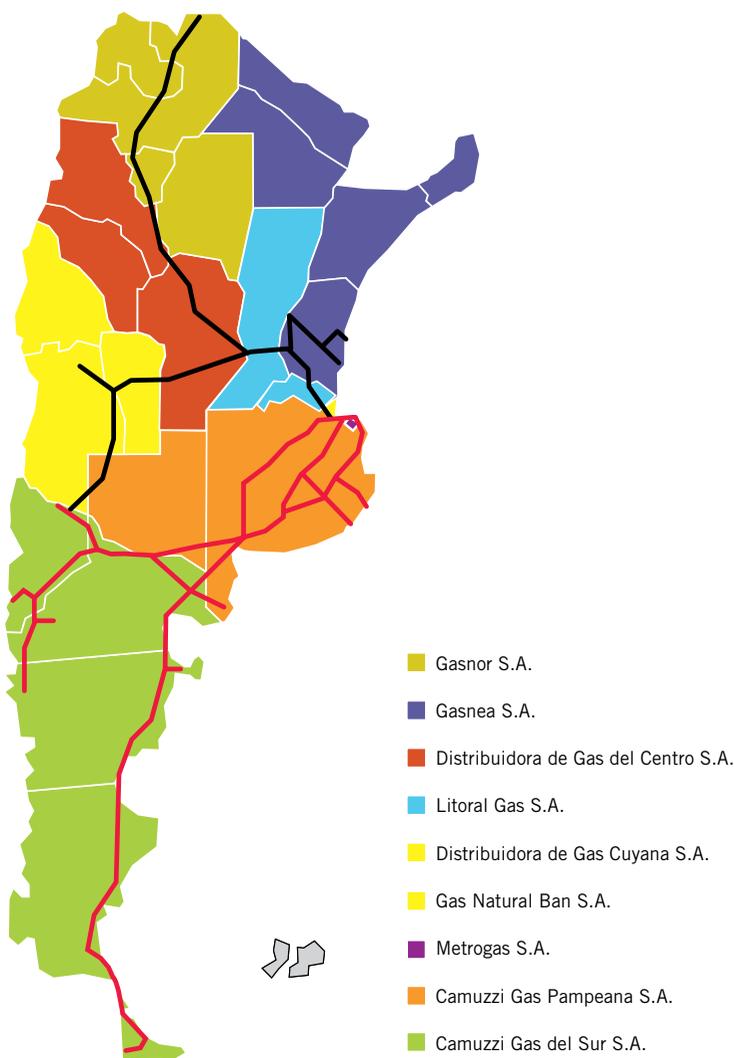


Figura 9. Sistema de distribución.

Teniendo en cuenta los costos de ampliación de las redes y los de las estaciones de regulación, la inversión asociada a la ampliación del sistema de distribución alcanza los 10.300 millones de dólares.

La penetración subirá de un 56% en 2013 a un 76% en 2035 con una distribución más homogénea en todo el país.

## Innovación tecnológica y sustentabilidad de las instalaciones internas

La importante ampliación del sistema de distribución exigirá también una modernización sustancial de sus instalaciones para acompañar el avance de la industria internacional del gas.

Distribuidora	Aumento clientes 2035 (R+P)	
	Esc 1	Esc 2
Metrogas	237.274	497.243
Gas Natural Ban	331.037	872.413
Camuzzi Gas Pampeana	272.915	849.259
Litoral Gas	114.448	361.411
Camuzzi Gas del Sur	234.034	390.624
Ecogas (centro)	153.365	925.287
Gasnea	17.679	771.396
Gasnor	121.152	155.486
Ecogas (cuyo)	128.762	288.174
<b>Total país</b>	<b>1.610.667</b>	<b>5.111.293</b>
<b>Incremento respecto 2013</b>	<b>19,8%</b>	<b>62,9%</b>

Fuente: elaboración propia en base a datos de las Distribuidoras e INDEC.

Entre las innovaciones tecnológicas por incorporar se encuentran los medidores inteligentes, los sistemas de búsqueda de fugas mediante uso de láser, los usos de polietileno para alta presión y el telecomando generalizado de válvulas, entre otras.

También debemos mencionar el uso de los sistemas de información geográfica y la utilización de aplicación móviles para la gestión en campo.

Un comentario aparte merece la gestión de los daños de terceros, fuente principal de daños a las redes. En este sentido deberán instaurarse medidas tendientes a la disminución de los daños. Una de las posibilidades es el establecimiento de un único número dónde llamar en caso de la necesidad de excavar.

El incremento de la cantidad de clientes implica la construcción de más de cinco millones de instalaciones internas al 2035.

Las instalaciones internas son el último eslabón de toda la cadena de valor de la industria del gas natural.

Por ello, es necesario implementar un proceso de revisión sistemático y

Distribuidora	Población 2010	Viviendas 2010	Habitantes por vivienda	Viviendas		
				2013	2025	2035
Metrogas	6.799.764	2.621.481	2,59	2.748.268	2.927.696	3.032.422
Gas Natural Ban	7.310.196	2.229.314	3,28	2.324.124	2.619.484	2.830.563
Camuzzi Gas Pampeana	4.264.799	1.926.628	2,21	2.010.319	2.263.012	2.443.239
Litoral Gas	3.623.757	1.298.073	2,79	1.357.162	1.494.380	1.591.800
Camuzzi Gas del Sur	2.130.395	762.116	2,80	823.560	1.002.909	1.139.852
Ecogas (centro)	4.010.346	1.459.157	2,75	1.541.143	1.744.864	1.893.115
Gas Nea	4.915.603	1.517.900	3,24	1.602.151	1.799.092	1.927.663
Gasnor	4.209.942	1.151.083	3,66	1.220.792	1.404.631	1.535.800
Ecogas (cuyo)	2.852.294	870.578	3,28	924.038	1.052.771	1.143.652
<b>Total país</b>	<b>40.117.096</b>	<b>13.836.330</b>	<b>2,90</b>	<b>14.551.556</b>	<b>16.308.838</b>	<b>17.538.107</b>
<b>Incremento respecto 2013</b>					<b>12,7%</b>	<b>25,4%</b>

continuo de las instalaciones internas para garantizar su mantenimiento y funcionamiento.

## Conclusiones

Este estudio establece que en los próximos veinte años el consumo promedio diario alcanzará de 234 MMm<sup>3</sup>/día, lo que requerirá una inversión de 6.000 millones de dólares

por año en el desarrollo en la exploración y la producción para lograr el abastecimiento deseado.

La cifra expuesta se obtiene aun con supuestos de reducción de la intensidad por persona del 10% para el gas y del 12% para la electricidad y bajo la premisa de un plan de expansión del sistema eléctrico que consolida una diversificación de la matriz energética, reduciéndose de manera importante la participación del gas.

La condición para que ello sea posible es la adecuación paralelamente de los sistemas de transporte y distribución y las instalaciones internas de clientes.

Las estimaciones muestran que se requerirán las siguientes inversiones:

- a) 1.100 millones de dólares por año en ampliaciones de gasoductos y obras de sostenibilidad de la infraestructura del sistema de transporte;
- b) 620 millones de dólares por año en ampliaciones de redes y ERP, obras de sustentabilidad y modernización tecnológica en los sistemas de distribución;
- c) 290 millones de dólares por año en las instalaciones internas de clientes.

Al cotejar las inversiones en el *up-stream* y las del *down-stream* del gas, se concluye que por cada tres dólares en el primero, se requerirá un dólar en el otro y que el desafío para el país abarca toda la cadena. ■

## Notas

1. Durante este período, una vez superado el efecto de la crisis financiera de 2008/2009, se verificó una estructura de mercado de combustibles relativamente estable y equilibrada. No se vislumbra aún un consenso entre los analistas sobre la evolución del mercado tras la reducción de precios ocurrida sobre el final de 2014 y los desacuerdos en el seno de la OPEP.
2. El GNEA tendrá una capacidad de transporte de 11,2 MMm<sup>3</sup>/d; llevará suministro de gas a 168 localidades mediante la construcción de 1468 km de gasoductos troncales y 2863 km de gasoductos de derivación. Se incorporarán así al sistema el este de la provincia de Salta y las provincias de Formosa, Chaco, Corrientes, Misiones y Santa Fe.  
Fuente: <http://www.enarsacom.ar/index.php/es/127-gasoducto-del-noreste-argentino-gnea>
3. Como referencia, España, con un mercado eléctrico que duplica el argentino en términos de demanda y lo triplica en términos de capacidad instalada, ha desarrollado una participación de energía eólica del 20 % en un lapso de 18 años. Fuente: <http://www.ree.es/es/publicaciones>