

Impacto del Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA) en el mercado energético argentino

Pablo Givogri



**Desafíos energéticos de la próxima década
¿Crisis u oportunidad?**

ÍNDICE DE TEMAS

1. **El contexto sectorial en el que se gesta e inserta el Proyecto GNEA**
2. **Caracterización y resultados esperados del Proyecto GNEA**
3. **Escenarios alternativos para el abastecimiento del mercado del gas argentino al 2025 (mix gas nacional / importacion)**
4. **Evaluación de los escenarios (costo de las alternativas versus los ahorros esperados en términos de divisas)**
5. **Consideraciones Finales**

ÍNDICE DE TEMAS

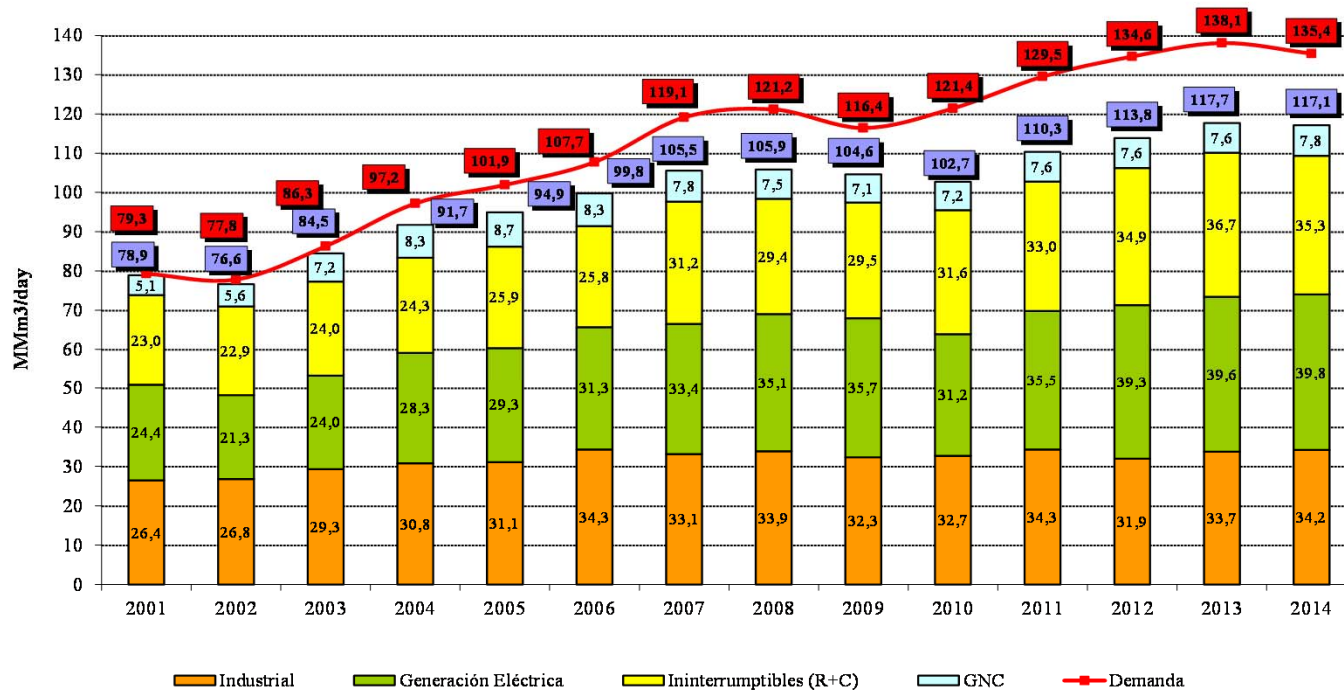
1. **El contexto sectorial en el que se gesta e inserta el Proyecto GNEA**
2. **Caracterización y resultados esperados del Proyecto GNEA**
3. **Escenarios alternativos para el abastecimiento del mercado del gas argentino al 2025 (mix gas nacional / importacion)**
4. **Evaluación de los escenarios (costo de las alternativas versus los ahorros esperados en términos de divisas)**
5. **Consideraciones Finales**

El contexto sectorial en el que se gesta e inserta el Proyecto GNEA

- **Desajuste estructural entre la oferta y la demanda de gas natural, con problemas de abastecimiento del mercado desde 2004:**
 - **Demanda Doméstica:**
 - Efecto acumulado PBI desde 2003
 - Efecto Precios Subsidiados (congelamiento tarifas, entre otros)
 - **Estancamiento y declinación de la Oferta Nacional de gas a partir de 2004 con necesidades crecientes de importación (Bolivia, LNG):**
 - Caída progresiva de la producción nacional de gas (recuperación en 2014)
 - Pérdida del Autoabastecimiento

El contexto sectorial en el que se gesta e inserta el Proyecto GNEA

Demanda vs. Consumo de Gas 2002-2014

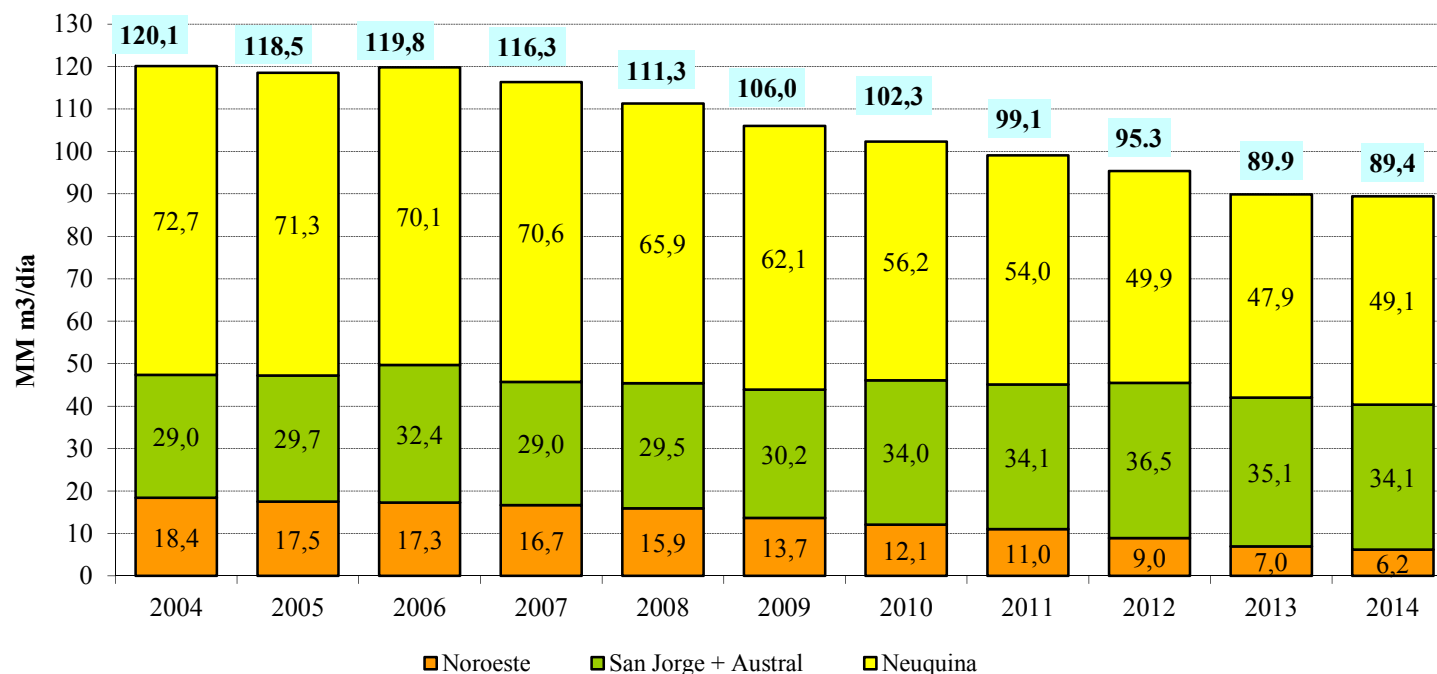


- En el año 2004 comienzan a existir los problemas de abastecimiento en Argentina (demanda insatisfecha). Entre 2004-2014 la demanda interna creció en 38,2 MM m3/día mientras que el consumo efectivo de gas lo hizo en 25,4 MM m3/día. Demanda insatisfecha 2014 = 18,3 MM m3-día (13,5% sobre demanda total)

El contexto sectorial en el que se gesta e inserta el Proyecto GNEA

Producción Doméstica* 2004-2014

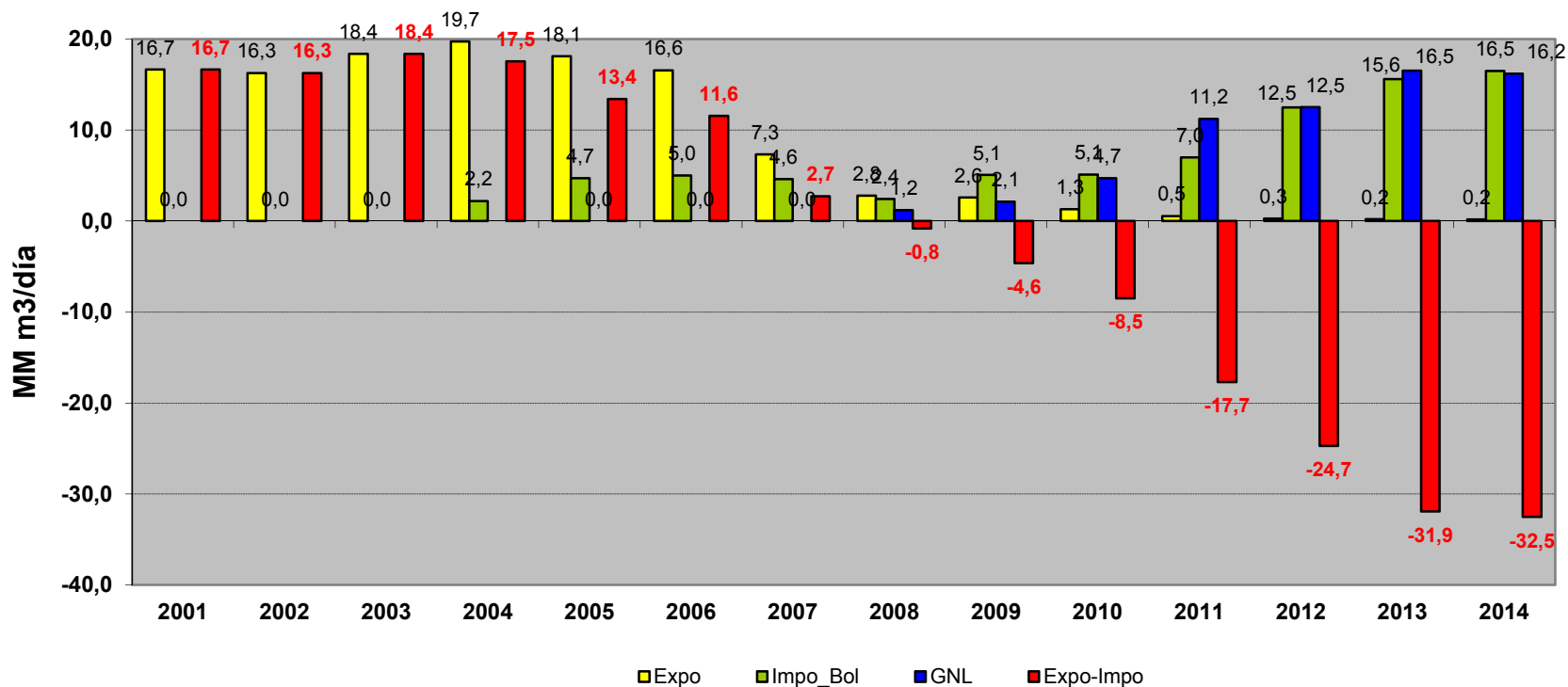
* Medida en el punto de ingreso al sistema de transporte.



- Entre 2004-2014 la producción cayó aproximadamente 30,7 MM m3/día (2,9% a.a), lo que agravó la situación de abastecimiento de la demanda y requirió importaciones crecientes (Bolivia, GNL). Caída promedio anual 2004-2014: Neuquina: 2,4 MM m3/día (3,9% a.a); Noroeste: 1,2 MM m3/día (10,3% a.a).
- Aunque en 2014 se detiene la caída en la cuenca neuquina y casi que se mantiene la producción para el total país (efecto producción no convencionales).

El contexto sectorial en el que se gesta e inserta el Proyecto GNEA

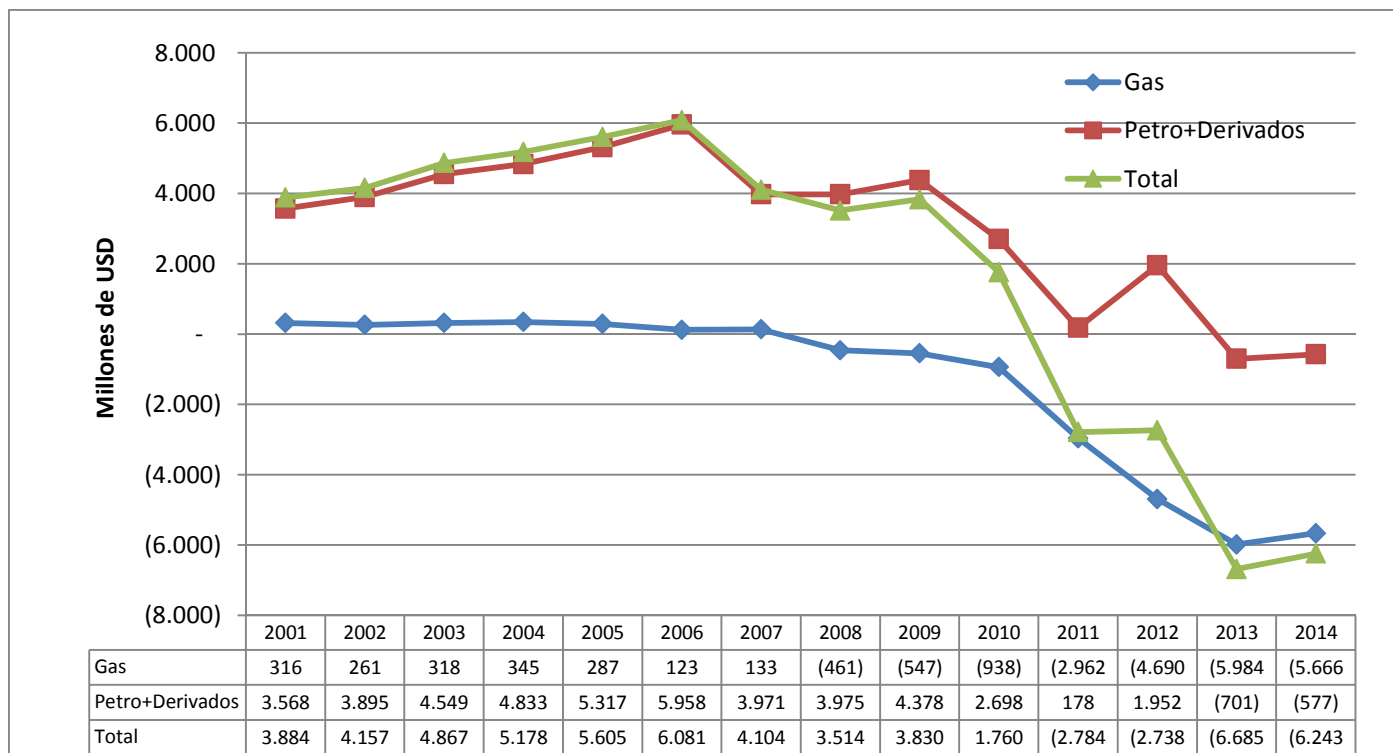
Mercado Externo del Gas



- ✓ El crecimiento de la demanda doméstica llevó a importaciones crecientes (Bolivia+LNG).
- ✓ Importaciones abastecieron en 2014 el 27% del consumo nacional.

El contexto sectorial en el que se gesta e inserta el Proyecto GNEA

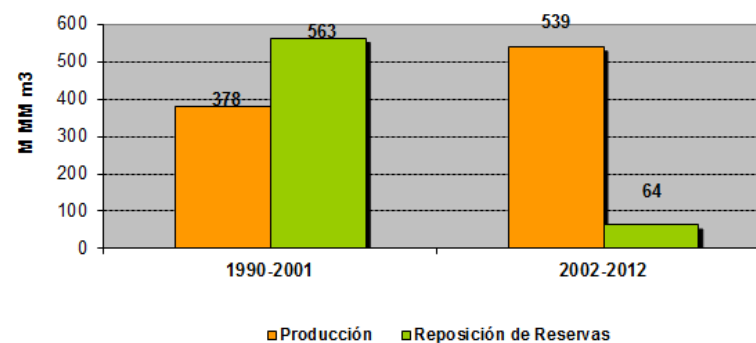
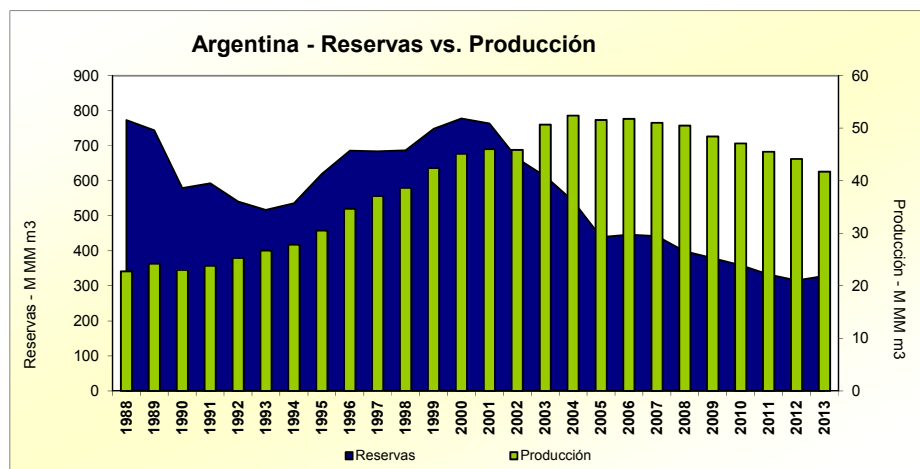
Balanza Comercial Energética



- En 2014 se alcanzó un déficit de la balanza comercial energética del orden de los 6.243 MM USD (el sector gas explica el 90% aproximadamente).

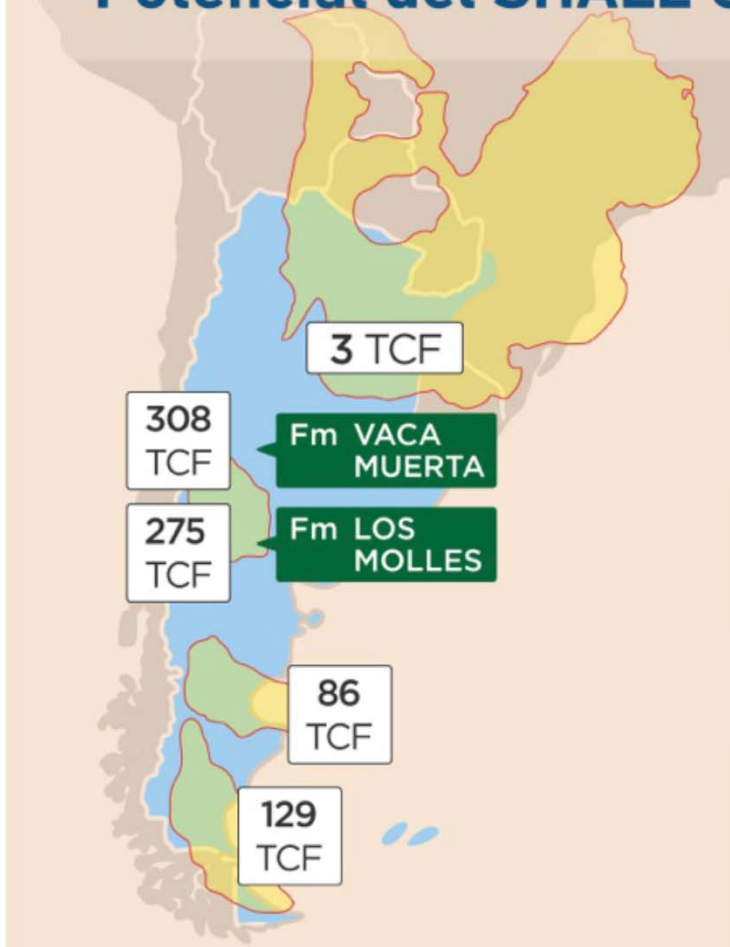
El contexto sectorial en el que se gesta e inserta el Proyecto GNEA

Performance de las Reservas Convencionales de Gas



- ✓ Las reservas probadas disminuyen hasta 2012 debido al resentimiento de inversiones en exploración (caída del 50% en pozos exploratorios).
- ✓ Mientras en la década pasada la reposición de reservas fue el 150% de la producción acumulada, en esta década dicho ratio cayó al 12%.
- ✓ En 2013 se frena la caída de reservas (7,9 años de producción).

Potencial del SHALE GAS en ARGENTINA



Recursos Totales Estimados de Shale Gas en Argentina

(Fuente EIA-ARI, Reportes 2011 & 2013)

ARGENTINA	2011	2013
RECURSOS TOTALES	774	802 TCF

CUENCA NEUQUINA

ETAPA PILOTO

Fm. Los Molles	168	275 TCF
Fm, Vaca Muerta	240	308 TCF

OTRAS CUENCAS

ETAPA CONCEPTUAL

Chaco-Paranaense	164	3 TCF
Golfo San Jorge	95	86 TCF
Austral-Magallanes	108	129 TCF

* Adapted from MAURO G. SOARES (Coloquio IDEA) Tecpetrol S.A

Fuente: Jorge Ferioli – Julio 2014

El contexto sectorial en el que se gesta e inserta el Proyecto GNEA

Las expectativas en los recursos de shale gas

	Recursos Gas in situ con ajuste riesgo x 27% recup (TCF) (1)	Recursos Gas con tasa recuperación prod 6,5% (TCF) (2)	Recursos/ P1Total País (relacion)
Cuenca Neuquina	<u>583</u>	<u>142</u>	<u>12</u>
Vaca Muerta	308	75	6
Los Molles	275	67	6
Otras cuencas	<u>219</u>	<u>69</u>	<u>6</u>
Chaco-Paranaense	4	1	0,1
Golfo San Jorge	86	27	2
Austral-Magallanes	129	41	4
Recursos Totales	<u>802</u>	<u>211</u>	<u>18</u>

- (1) Fuente: World Shale Gas and Shale Oil Resources Assessment. Energy Information Administration, Junio 2013. Recursos gas in situ con ajuste por riesgo multiplicado por un factor de recuperación que sólo considera la posibilidad técnica de su extracción (sin considerar los costos y los precios).
- (2) Recursos estimados por EIA multiplicados por un factor del 6,5% que considera la producción de casos concretos de shale desarrollados en USA

El contexto sectorial en el que se gesta e inserta el Proyecto GNEA

- **Intervención del Gobierno Nacional en la formación de precios de gas desde 2002:**
 - Fuerte segmentación de las tarifas y de los precios del gas en boca de pozo.
 - Retribución del gas de producción doméstica todavía alejados de los precios de importación.
 - Retribución de 7,5 usd/mmbtu para la producción incremental de gas para el mercado interno, a los efectos de incentivar la recomposición de reservas y capacidad de producción del upstream (Plan Gas).
 - Subsidios directos del Estado Nacional a la comercialización del gas importado y a la producción por inyección adicional.

El contexto sectorial en el que se gesta e inserta el Proyecto GNEA

Precios de Gas en Argentina - Mercado Doméstico y de Importación

USD/MMBTU

	Neuquina				Otros Precios			WTI
	Indus.	Gen.	GNC	R3*	G.Plus	Bolivia	GNL**	
2001	1,4	1,4	1,4	1,4	-	-	-	25,9
2002	0,5	0,5	0,5	0,5	-	-	-	26,1
2003	0,5	0,5	0,5	0,5	-	-	-	31,1
2004	0,7	0,7	0,7	0,5	-	1,6	-	41,4
2005	1,0	1,0	1,0	0,5	-	2,5	-	56,4
2006	1,3	1,3	1,1	0,5	-	4,2	-	66,0
2007	2,0	1,7	1,1	0,5	-	5,2	-	72,3
2008	2,3	1,8	1,1	0,6	-	8,5	15,9	99,6
2009	2,7	2,0	1,0	1,1	-	5,9	7,5	62,0
2010	2,9	2,7	1,1	1,1	4,0	7,3	7,5	78,2
2011	3,6	2,7	1,0	1,0	4,2	9,3	13,0	95,0
2012	3,9	2,7	2,9	0,9	4,5	10,9	16,0	93,7
2013	4,2	2,7	2,4	0,7	5,2	10,4	17,0	90,3
2014	4,3	2,7	2,3	2,4	5,2	10,2	14,0	93,2
2015	4,4	2,7	2,5	4,8	5,2	7,2	11,0	53,2

* R3 2 (1200-1500 m3-año): no incluye Cargo Fideicomiso Gas. Precio gas R1 <500m3-año: 0,89 usd/mmbtu

** No incluye costo de regasificación de aproximadamente 1,0 u\$s/MM Btu.

ÍNDICE DE TEMAS

1. El contexto sectorial en el que se gesta e inserta el Proyecto GNEA
2. Caracterización y resultados esperados del Proyecto GNEA
3. Escenarios alternativos para el abastecimiento del mercado del gas argentino al 2025 (mix gas nacional / importacion)
4. Evaluación de los escenarios (costo de las alternativas versus los ahorros esperados en términos de divisas)
5. Consideraciones Finales

Caracterización y resultados esperados del Proyecto GNEA

Zona de influencia y características técnicas del Proyecto

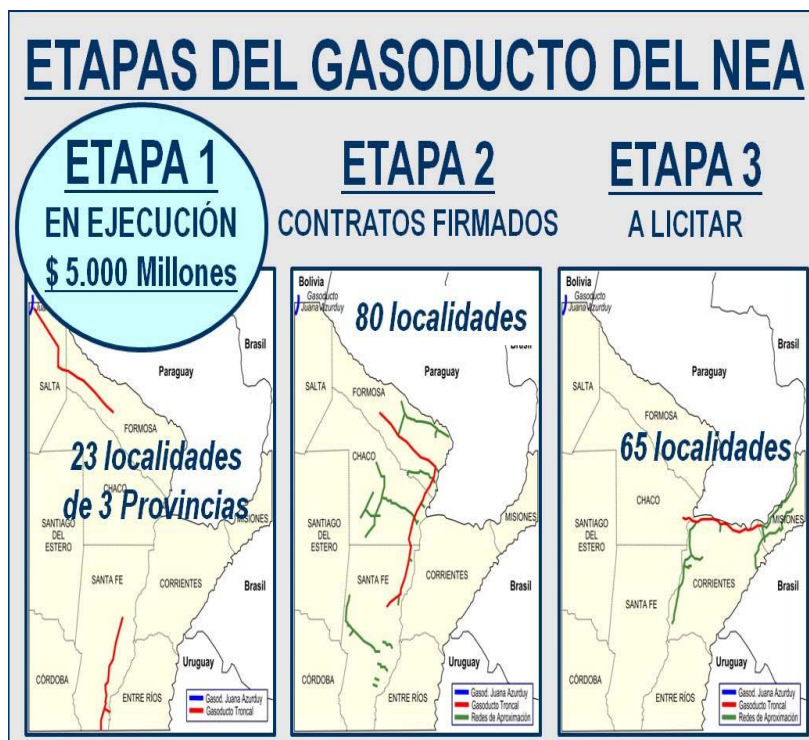


Fuente: MPFIPyS

- **Cobertura territorial:** Salta (1), Formosa (31), Chaco (34), Santa Fe (37), Corrientes y Misiones (65). 168 localidades en total.
- **Extensión total:** 4.144 km (sistema troncal 1.468 km + Gdtos. Deriv. 2.676 km).
- **Compresión:** 8 plantas compresoras + 165 ptas reg.
- **Longitud Redes:** 15.000 km.
- **Usuarios potenciales:** 380.000. Demanda máxima Us. Pot.: 1,2 MM m³-día (año 2025).
- **Capacidad Nominal Proyectada Gdto.:** 8 MM m³-día (sin compresión) y 11,2 MM m³-día (con compresión).

Caracterización y resultados esperados del Proyecto GNEA

Ejecución del Proyecto: etapas, plazos, inversiones y empleos



Fuente: MPFIPyS

- **Plazo ejecución obra:** tres años y medio. Inversión total USD 2.735 MM.
- **Empleos directos e indirectos:** 30.000 puestos de trabajo.
- **Red troncal:** Etapas I y II (conclusión prevista fines 2017). Inversión USD 1.782 MM
 - Etapa I: 798 km / 24" (Salta – Formosa y Sur/Centro Santa Fe).
 - Etapa II: 670 km /24" (Formosa – Chaco y Norte Santa Fe).
 - Etapa III (concluido fines 2018). Inversión USD 952 MM.
- **Redes distribución** para usuarios domiciliarios/comerciales: 15.000 km. Inversión USD 380 MM.

ÍNDICE DE TEMAS

1. El contexto sectorial en el que se gesta e inserta el Proyecto GNEA
2. Caracterización y resultados esperados del Proyecto GNEA
3. **Escenarios alternativos para el abastecimiento del mercado del gas argentino al 2025 (mix gas nacional / importacion)**
4. Evaluación de los escenarios (costo de las alternativas versus los ahorros esperados en términos de divisas)
5. Consideraciones Finales

El abastecimiento del mercado de gas al 2025

HIPÓTESIS SOBRE ESCENARIOS 2015-2025

	Esc. Gas NC -	Esc. Gas NC +	Esc Gas NC ++	Esc. Gas NC ++ y diversificación oferta EE
	Sin efecto precio sobre demanda		Con efecto precio sobre demanda	
Producción gas convencional	<ul style="list-style-type: none"> • Declinación 1,8% a.a. • Inversiones de u\$s 3.800 MM anuales - Producción 2025 62,4 MM m3-día 			
Producción gas no convencional	<ul style="list-style-type: none"> • Sin desarrollo Gas No Conv. 	<ul style="list-style-type: none"> • Menor desarrollo • Inversiones de u\$s 2.500 MM anuales para inyectar Gas No Conv. en 36,1 MM m3/día a fines 2025 (37% s/oferta doméstica total) 	<ul style="list-style-type: none"> • Mayor desarrollo • Inversiones de u\$s 4.000 MM anuales para inyectar Gas No Conv. en 68,1 MM m3/día a fines de 2025 (52% s/oferta doméstica total) 	
Importación Bolivia	<ul style="list-style-type: none"> • Según volúmenes contractuales (CMD, en MM m3-día, 2016: 23,4 – 2019: 25,1 y 2021: 27,7). 			

El abastecimiento del mercado de gas al 2025

HIPÓTESIS SOBRE ESCENARIOS 2015-2025

	Esc. Gas NC -	Esc. Gas NC +	Esc Gas NC ++	Esc. Gas NC ++ y diversificación oferta EE
Demanda gas (R+C+GNC+Ind)	<ul style="list-style-type: none"> • Sin efecto precio sobre crecimiento proyectado sobre demanda (R+C: 2,5%, GNC: 1,5%, Ind: 2%). • Ajuste precio gas en boca de pozo leves entre 2016-17, persisten los subsidios del gobierno. T+D sigue la inflación. Precios boca de pozo a 2016 (u\$/MMBTU) para R1: 1, R2/R3: 3, GNC: 3, Gen 3, Ind: 5 		<ul style="list-style-type: none"> • Con efecto precio sobre crecimiento proyectado sobre demanda (R+C: 1,1%, GNC: 0,3%, Ind: 0,8%). • Ajustes de precios de gas en boca de pozo fuertes (2016-20) con caída de subsidios. T+D ajusta a valores económicos. Precios boca de pozo a 2020 (u\$/MM BTU) para R1: 1, y R2/R3, GNC, Gen e Ind: 5 u\$/mmtu 	
Demanda gas Generación Eléctrica	<ul style="list-style-type: none"> • Proyección potencia con lenta diversificación y dependencia térmica. • Ingresan 5.800 MW Gen. Térmica (44% del incremento total de cap. de 13.400 MW). Demanda gas 2025: 79,7 MM m3-día (2014: 54,3 MM m3-día). • Inversiones equipamiento 2018-2025: u\$s 23.600 MM. • 			<ul style="list-style-type: none"> • Proyección potencia con mayor diversificación (> fuentes renov). • Ingreso de 16.000 MW (Hidro 53%, Eólica 28%, Nuclear 19%). <ul style="list-style-type: none"> • Inversiones equipamiento 2018-2025: u\$s 41.000 MM.

El abastecimiento del mercado de gas al 2025

ESCENARIOS

		Año 2014	Proyección año 2025			
			Esc Gas NC - Sin efecto precio s/dem	Esc Gas NC +	Esc Gas NC ++	Esc Gas NC ++ y div. EE Con efecto precio s/demanda
a	Prod. Dom. (Conv)	76,3	62,4	62,4	62,4	62,4
b	Prod. Dom. (No Conv.)	9,0	9,0	36,1	68,1	68,1
a + b	Total Prod. Doméstica	85,3	71,4	98,5	130,5	130,5
c	Imp. Bolivia (contrato vigente)	15,8	26,6	26,6	26,6	26,6
d	Imp (GNL actual/inc / Bol inc)	16,2	60,0	37,7	4,6	0,0
c+d	Total Importación	32,0	86,6	64,3	31,2	26,6
	% Impo/Total Oferta	27%	55%	39%	19%	17%
a+b+c+d	Total Oferta Gas	117,3	157,9	162,7	161,7	157,1
e	Dem. Doméstica	135,4	182,4	182,4	167,7	137,5
f	Dem. Exportación	0,2	0,2	0,2	0,2	24,6
g= e + f	Total Demanda Gas	135,6	182,6	182,6	167,9	162,1
h	Restricciones Gas	18,3	24,6	19,9	6,2	5,1
i= g - h	Total Consumo Gas	117,3	157,9	162,7	161,7	157,1

- La demanda proyectada al 2025 crece al 2,7% o 2,0% según los precios del gas se trasladan o no.
- Los requerimientos de importaciones son crecientes en la medida que no se incorpora producción NC a la oferta doméstica (en el escenario sin incremento gas GN, las importaciones incrementales (sea Bolivia o GNL) al Contrato actual Bolivia son 60 MM m3/día. Aún en el escenario de menor desarrollo shale, los requerimientos incrementales de importaciones siguen siendo significativos.
- Las restricciones de gas sobre la demanda (combustibles líquidos y cortes) disminuyen notablemente en los escenarios de mayor desarrollo de gas No convencional y diversificación de la oferta eléctrica.

El abastecimiento del mercado de gas al 2025

- La proyección de los precios de importación al 2025:

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
USD 2015 / bbl												
Crudo Brent	101,7	54,4	57,8	62,4	67,3	72,6	78,4	79,7	81,0	82,3	83,6	85,0
USD 2015 / mmbtu												
Gas importación Bolivia	10,5	6,7	5,5	6,0	6,6	7,2	7,9	8,0	8,2	8,4	8,6	8,8
GNL	15,0	11,0	8,9	9,5	10,2	10,9	11,7	11,8	12,0	12,2	12,3	12,5

Crudo Brent: 2015-2016, Fuente: US. Energy Information Administration. Short Term Energy Outlook (Agosto 11, 2015); 2017-2025. International Energy Outlook, Abril 2015. Reference case (prom 2017-2025: 73 USD/bbl).

GNL: valores incluyen costo de regasificación; Estimación propia.

Bolivia: valores 2015 según información de mercado, 2016/2020 estimaciones propias en función a valor del crudo y su relación con combustibles incluidos en el mix de precios del contrato .

El abastecimiento del mercado de gas al 2025

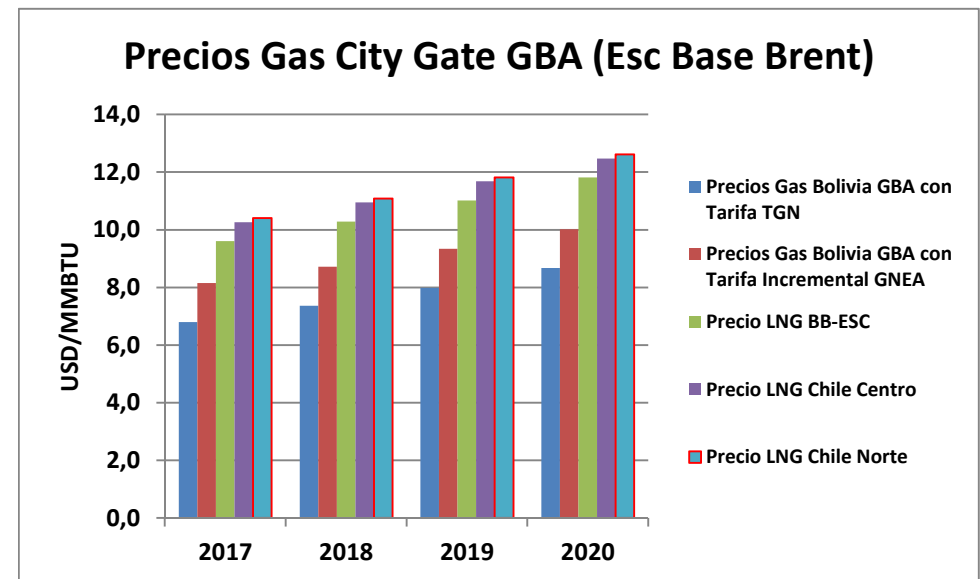
- **Comparación de costos entre alternativas de importación (Bolivia vs. LNG) para demandas incrementales**

- Disponibilidad LNG /sin inversiones incrementales
 - LNG Bahía Blanca /Escobar: capacidad 34 MM m³-día, uso 2014 16,2 MM m³-día
 - LNG Chile Centro: 4 MM m³-día. LNG Norte: 2 MM m³-día
- Disponibilidad /con inversiones
 - LNG Uruguay (Proyecto con retraso)

- Precio City Gate Gas Bolivia vs las alternativas LGN más competitivas (BB/ESC)

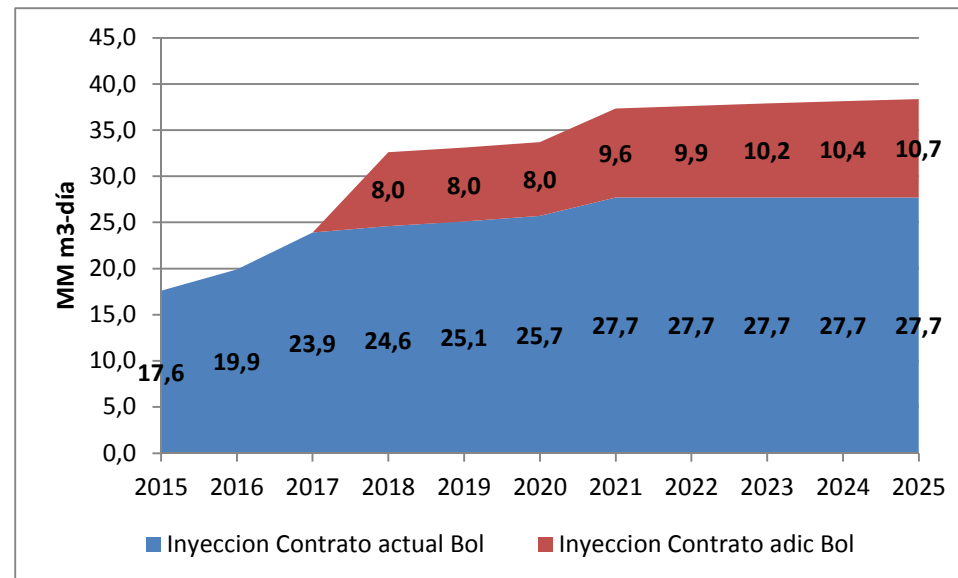
- con Tarifa TGN: 72% del precio del LNG

- Con Tarifa incremental GNEA: 85% del precio del LNG



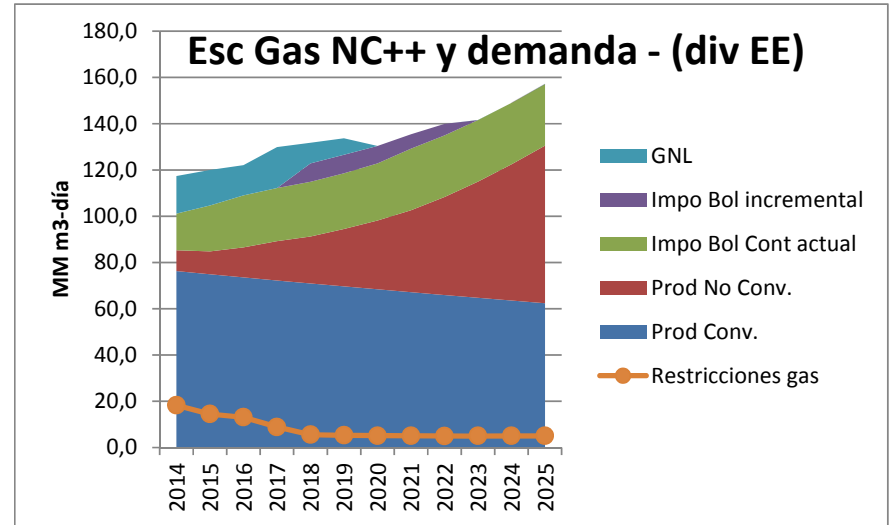
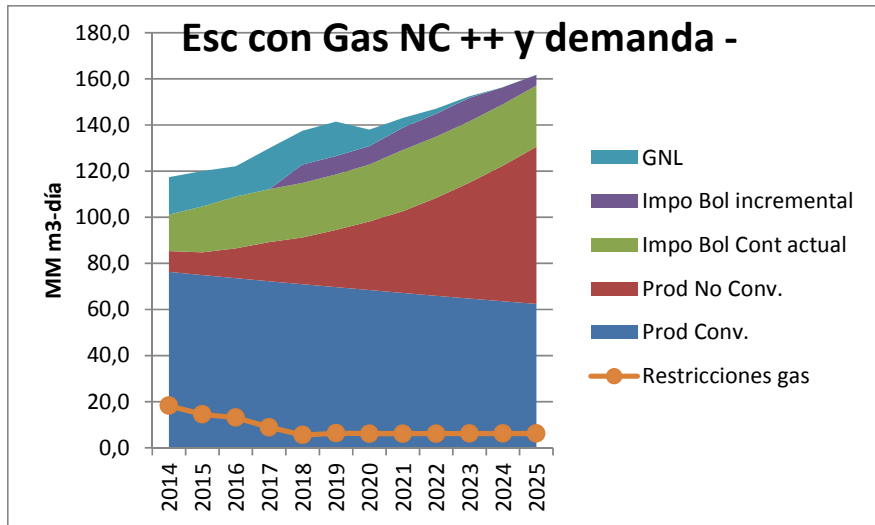
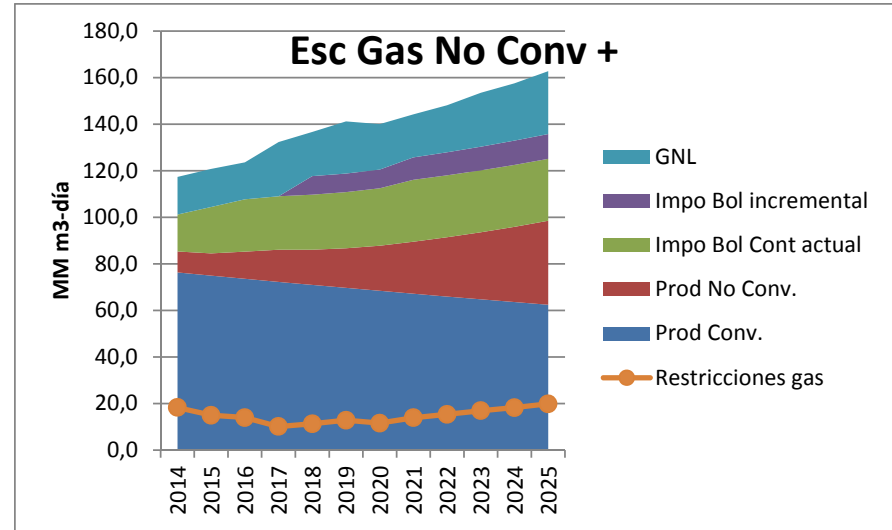
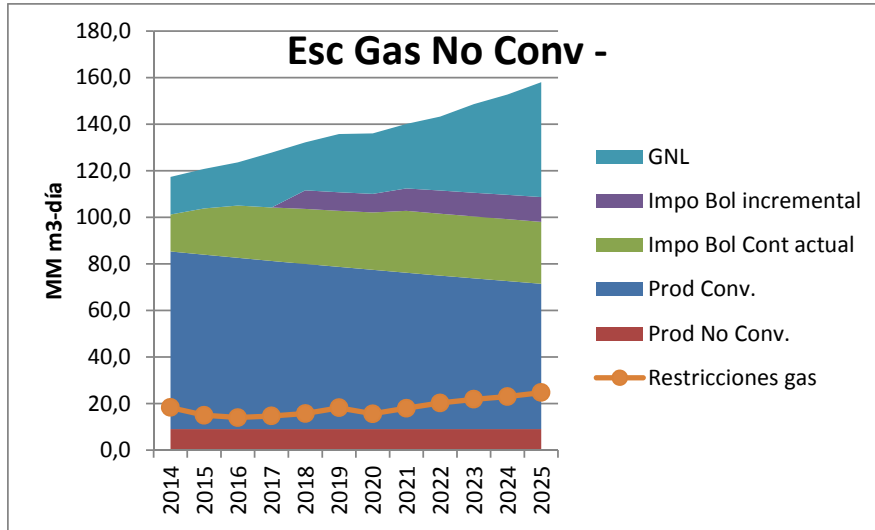
El abastecimiento del mercado de gas al 2025

- **El impacto de la entrada en operación del Gasoducto GNEA en 2018 en el abastecimiento de la demanda incremental del mercado argentino**
 - La competitividad del gas de Bolivia permite aprovechar la oportunidad de abastecer requerimientos adicionales de importaciones en el período 2018-2025 por sobre los volúmenes (CMD) del Contrato actual.
 - Supuesto: utilización de la capacidad de transporte del sistema norte de TGN (se incrementa en 4,5 MM m³-día y alcanza 30,5 MM m³-día en punto de inyección en cabecera) y de la capacidad del ducto GNEA (8 MM m³-día 2017-2020 y 11,2 MM m³-día 2021-2025) en un contexto de declinación de la producción argentina de gas de la cuenca norte (caída proyectada del 6,5% a.a, 2014: 6,5 - 2025: 3,3 MM m³-día).



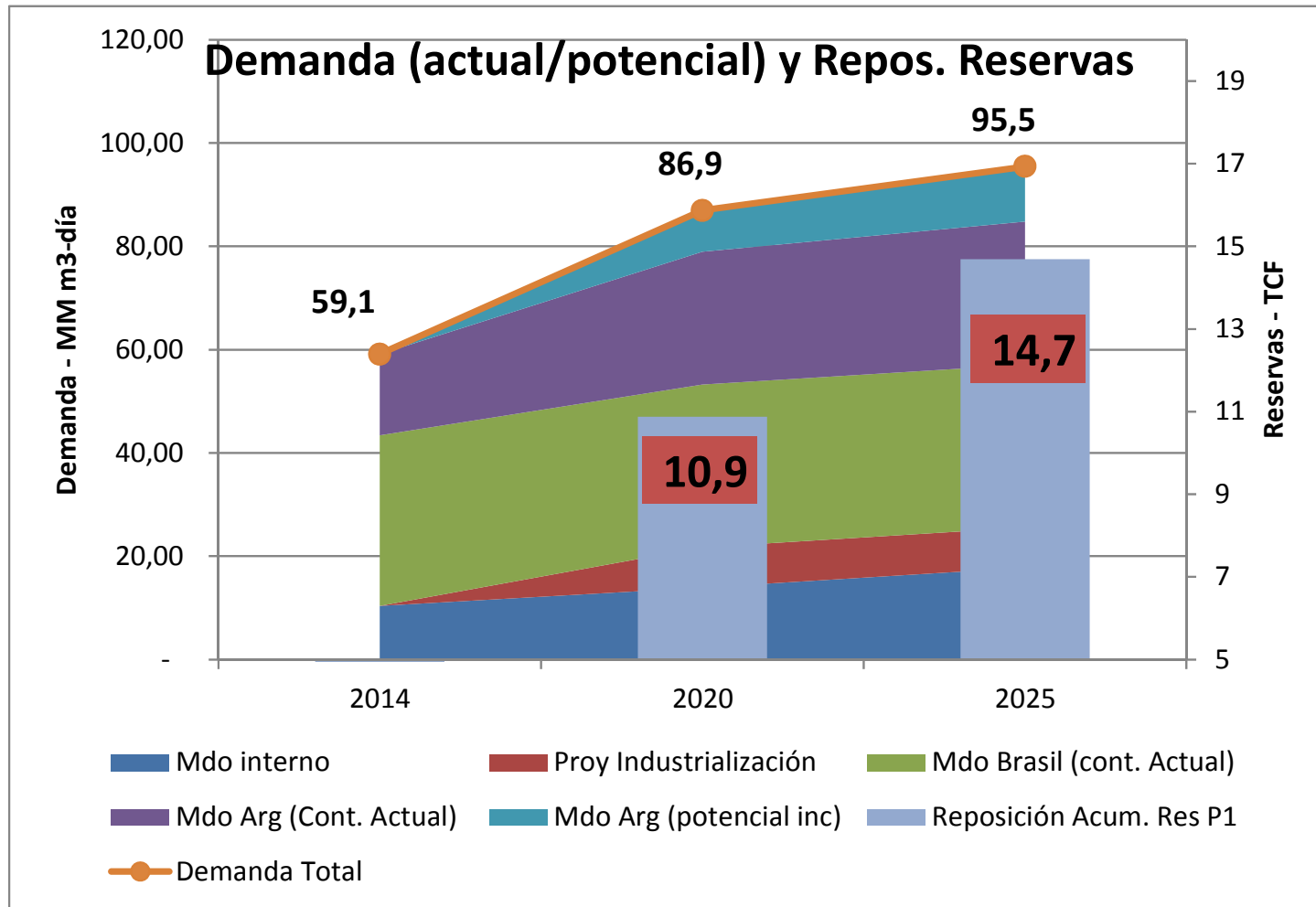
El abastecimiento del mercado de gas al 2025

ESCENARIOS



El abastecimiento del mercado de gas al 2025

MERCADO DE GAS - BOLIVIA

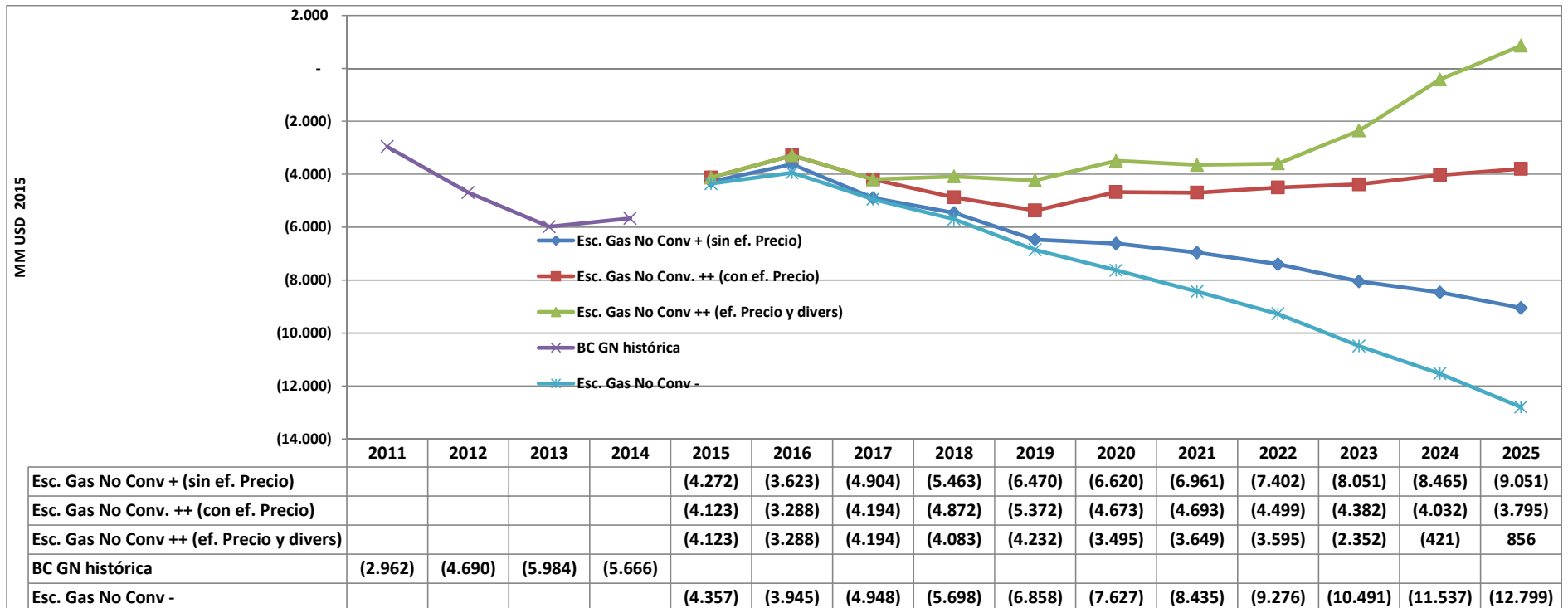


ÍNDICE DE TEMAS

1. El contexto sectorial en el que se gesta e inserta el Proyecto GNEA
2. Caracterización y resultados esperados del Proyecto GNEA
3. Escenarios alternativos para el abastecimiento del mercado del gas argentino al 2025 (mix gas nacional / importacion)
4. Evaluación de los escenarios (costo de las alternativas versus los ahorros esperados en términos de divisas)
5. Consideraciones Finales

Las inversiones necesarias y los ahorros en términos de divisas

- **La Balanza comercial del gas bajo los diversos escenarios de abastecimiento del mercado de gas:**



Las inversiones necesarias y los ahorros en términos de divisas

- Los resultados de los escenarios (inversión vs. salida divisas):**

(En Miles MM USD 2015, acumulado 2015-2025)

	Esc. Gas NC -	Esc. Gas NC +	Esc. Gas NC ++ (con efecto precio)	Esc. Gas NC ++ y diversificación EE
1- INVERSIÓN				
Incremento Potencia Eléctrica	23,6	23,6	23,6	41,0
Desarrollo Producción Shale Gas	-	27,4	44,7	44,7
Totales Inversión	23,6	51,0	68,3	85,7
Inc. Inv. respecto Esc sin Shale		27,4	44,7	62,1
2- BALANZA COMERCIAL GN				
<u>Esc. Crudo 70 USD/bbl (prom 2015-25)</u>				
Déficit Balanza Comercial GN	86,0	71,3	47,9	32,6
Ahorro Divisas respecto Esc sin Shale		14,7	38,0	53,4
% Ahorro Divisas / Inc Inversión		54%	85%	86%

- La mayor inversión en escenarios con desarrollo de Gas No Conv. y de diversificación eléctrica implica inversiones superiores al escenario Gas NC menor en el rango USD 27,4-62,1 Miles MM durante 2015-2020, pero entre un 54%-86% se recuperan en el período por la menor importación de gas con ahorros de divisas (USD 14,7-53,4 Miles MM) según escenarios alternativos considerados.

Las inversiones necesarias y los ahorros en términos de divisas

- **Sensibilidad (inversión vs. salida divisas) según escenario precio crudo:**

(En Miles MM USD 2015, acumulado 2015-2025)	Esc. Gas NC -	Esc. Gas NC +	Esc. Gas NC ++ (con efecto precio)	Esc. Gas NC ++ y diversificación EE
1- INVERSIÓN				
Incremento Potencia Eléctrica	23,6	23,6	23,6	41,0
Desarrollo Producción Shale Gas	-	27,4	44,7	44,7
Totales Inversión	23,6	51,0	68,3	85,7
Inc. Inv. respecto Esc sin Shale		27,4	44,7	62,1
2- BALANZA COMERCIAL GN				
<u>Esc. Crudo 70 USD/bbl (prom 2015-25)</u>				
% Ahorro Divisas / Inc Inversión		54%	85%	86%
<u>Sensibilidad Esc Crudo +30% = 90 USD/bbl</u>				
% Ahorro Divisas / Inc Inversión		66%	105%	106%
<u>Sensibilidad Esc Crudo -30% = 55 USD/bbl</u>				
% Ahorro Divisas / Inc Inversión		41%	66%	66%

ÍNDICE DE TEMAS

1. El contexto sectorial en el que se gesta e inserta el Proyecto GNEA
2. Caracterización y resultados esperados del Proyecto GNEA
3. Escenarios alternativos para el abastecimiento del mercado del gas argentino al 2025 (mix gas nacional / importacion)
4. Evaluación de los escenarios (costo de las alternativas versus los ahorros esperados en términos de divisas)
5. Consideraciones Finales

Consideraciones Finales

- En un escenario de desarrollo moderado de gas no convencional el objetivo de autoabastecimiento no es mediato.
- Aún trabajando sobre políticas micro del sector (recomposición de precios y tarifas, temas contractuales/regulatorias) el contexto externo (bajos precios del crudo con pocas expectativas de recuperación rápida), no es propicio para el desarrollo masivo del gas no convencional.
- En todos los escenarios evaluados el mercado argentino seguirá requiriendo el volumen CDM del contrato actual de gas con Bolivia.
- Además, producto de las expansiones en marcha previstas en el sistema actual de transporte, la declinación de la producción nacional en noroeste y puesta en marcha del gasoducto GNEA en el futuro mediato -y su competitividad frente a la importación de LNG-; hay lugar para una oferta incremental de gas de Bolivia, que desplaza en costo y precio a alternativas de abastecimiento de base vía LNG.
- Políticas y regulaciones adecuadas (por ejemplo, recomposiciones de precios y tarifas, diversificación de la matriz eléctrica) pueden morigerar la demanda proyectada de gas, disminuyendo las necesidades de importaciones en forma creciente a partir de 2020.

Muchas gracias !!

Impacto del Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA) en el mercado energético argentino

Pablo Givogri



**Desafíos energéticos de la próxima década
¿Crisis u oportunidad?**