



CÁMARA ARGENTINA
DE LA CONSTRUCCIÓN

El Gas Natural en Argentina. Propuestas Período 2016-2025

Salvador Gil
Pablo Givogri
Luciano Codesiera

Área de Pensamiento Estratégico

Agosto de 2015

El Gas Natural en Argentina Proyección (2016-2025)

Preparado para la Cámara Argentina de la Construcción

Resumen ejecutivo



En este trabajo se presenta una revisión del sector del gas natural en Argentina y se discuten algunos escenarios probables de evolución de la oferta y la demanda de este combustible en el país para la década 2016 - 2025. Al mismo tiempo se describen las principales obras de infraestructura que este sector demandará para este período.

Existe consenso en que el gas natural seguirá teniendo un rol protagónico en la matriz energética Argentina, sin embargo, ante los nuevos desafíos globales y locales, es imprescindible incorporar la sostenibilidad en el desarrollo energético nacional. En particular, la eficiencia energética se presenta como una de las alternativas más atractivas, ya que permite lograr los beneficios que la energía nos facilita, usando los mínimos recursos energéticos posibles. Esta opción, no solo tiene sentido económico, ya que nos permitiría reducir nuestras necesidades de importación, que tienen un fuerte impacto en la balanza comercial, sino que al mismo tiempo reducimos las emisiones de gases de efecto de invernadero, uno de los causantes del calentamiento global que está experimentando la Tierra.

Por otra parte, el desarrollo de los recursos de combustibles no convencionales, shale oil y shale gas, abren un interesante horizonte de desarrollo y abastecimiento para el país. Los recursos de este tipo que dispone Argentina son uno de los más importantes de mundo y hay mucha expectativa local y global en su evolución. En este artículo discutimos los posibles impactos de estos



desarrollos en abastecimiento local. Sin embargo, el desarrollo de esta potencialidad requiere de

tiempo e importantes inversiones para las próximas décadas. En este trabajo se analizan dos posible escenarios de desarrollo de los recursos no convencionales, uno lento o conservador y otro rápido. En ambos escenarios de producción, Argentina no lograría el autoabastecimiento en la próxima década, a menos que el desarrollo de los recursos no convencionales vaya acompañado sostenido y muy activo programa de eficiencia energética.

Sólo si una importante inversión en la producción va acompañada de un programa intensivo y sostenido en el tiempo de eficiencia energética, será posible hacia el final de la próxima década, lograr un adecuado abastecimiento local de las demandas futuras.

Contenido

Resumen ejecutivo	1
ESTADO DE SITUACIÓN DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL.....	5
Tendencias globales y locales	5
1.1.1. Evolución y Estado de Situación del Abastecimiento del Gas.....	9
1.1.2. Tiempos largos y desafíos apremiantes	9
1.1.3. La Evolución de la Demanda de Gas por Sector Consumidor.	12
1.1.4. Eficiencia energética –un sendero sostenible.....	16
1.1.5. Evolución de la Demanda de Gas.....	19
1.1.2. Performance del Upstream de Gas.....	20
1.1.2.1. La actividad de Exploración y la evolución de las Reservas de Gas.	20
1.1.2.2. La actividad de Explotación y la Capacidad de Producción de Gas.....	22
1.1.3. La actividad de Transporte de Gas y la evolución de la Capacidad del Sistema.	24
1.1.4. El Balance entre la oferta y la demanda de gas en el mercado local.....	25
1.1.5. Evolución de la Balanza Comercial del Sector Gas.....	26
1.2. La política de precios y tarifas del Gobierno y los subsidios en el sector gas.....	27
1.2.1. <i>Retribución de la producción nacional versus el costo de importación del gas.</i>	27
1.2.2. <i>Los subsidios directos en el sector gas.</i>	30
1.2.3. <i>Tarifas Finales de Gas por Tipo de Servicio.</i>	30

2. PERSPECTIVAS DE POSIBLES VIAS DE DESARROLLO DEL SISTEMA GASÍFERO 2016 -2025 ..	32
2.1. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE GAS EN EL PERIODO 2016-2025	32
2.3. Posibilidades de generar ahorros de energía en Argentina	35
2.4. Consumo de gas en viviendas	35
2.5. Ahorro de gas en el calentamiento de agua sanitaria.....	40
2.6. Ahorro de energía a través de la regulación racional de los termostatos	41
2.6. Mitigación del sobre-consumo en el Sur del País	42
2.7. Proyección del consumo R+C+EO para el período 2015-2025.....	44
Proyección del consumo GNC	47
Proyección del consumo total.....	49
La Potencialidad y Oportunidad del Desarrollo de la Producción Doméstica de Gas Natural	50
Algunas señales de reactivación en las actividades productivas de gas natural	51
El Potencial de los Hidrocarburos no convencionales	52
PERSPECTIVAS DE POSIBLES VIAS DE DESARROLLO DEL SISTEMA GASÍFERO 2016 -2025	54
Prospectiva de la Oferta de Gas Natural.....	54
El Shale Gas. Aspectos Técnicos y definición.	54
El Tight gas. Aspectos Técnicos y definición.....	56
Actividad General en los horizontes no convencionales.....	57
Estimación de la Producción. Metodologías existentes.....	59
Estimación de la Producción. Modelo utilizado.	61
Proyección de la Producción. Resultados	62
Convergencia de la oferta y demanda de gas	66
Conclusiones	68
Anexo 1.....	70
Plan de Obras de transporte y de distribución para el quinquenio 2015-2019.....	70
Antecedentes del Proyecto GNEA.....	70

Plan quinquenal de infraestructura gasífera de Córdoba	74
Las mejoras y ampliaciones de los sistemas de transporte y de distribución de gas previstas en el período 2015-2035.....	76
Capacidad nominal de inyección por gasoducto (MM m ³ -día)	76
Inversión total proyectada en el sector gasífero para el período 2015-2030.....	79
Referencias.....	83

ESTADO DE SITUACIÓN DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL.

Tendencias globales y locales

La disponibilidad de recursos energéticos adecuados es crucial para lograr un proceso de crecimiento y desarrollo sustentable. Sin embargo, según la International Energy Agency (IEA) ¹ se estima que el 17% de la población mundial todavía no tiene acceso a la electricidad, mientras que el 41% aun usa leña para cocinar y calentar sus hogares. Sin energía, la producción de bienes y servicios no es posible. Se estima que el consumo de energía en el mundo se incrementará alrededor del 50% en los próximos 30 años.

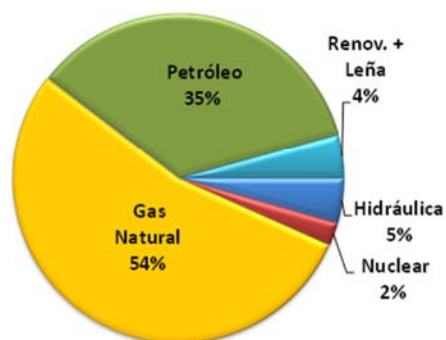
En los primeros años de este siglo, el debate energético mundial estuvo centrado en la preocupación por el agotamiento de los recursos energéticos, particularmente de los combustibles fósiles. Sin embargo, los recientes desarrollos en las técnicas de extracción de hidrocarburos no convencionales (en particular el “*shale gas*” en Norteamérica) va despuntando un nuevo paradigma energético, ya no concentrado en mejorar las capacidades tecnológicas para movilizar los recursos gasíferos de regiones alejadas hacia los grandes mercados, sino en ampliar las fronteras tecnológicas del upstream hidrocarburífero en dichos mercados. Por ejemplo, Estados Unidos en 2007 proyectaba importar 20 bcf* (billones de pies cúbicos de gas natural) de GNL en 2017, y hoy ya cuenta con proyectos aprobados para exportar 20bcf de GNL en 2017.

Sin embargo, nuevos desafíos quizás más preocupantes que la misma disponibilidad del recurso se vislumbran en el horizonte. Existe un creciente consenso en la comunidad científica, que el calentamiento global que está experimentando la Tierra es producido, en buena parte, por el uso de combustibles fósiles. ²

El paradigma actual es como lograr un desarrollo sostenible,³ es decir como satisfacer nuestras necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras a satisfacer las suyas. Ello involucra tanto consideraciones económicas, como sociales y medioambientales.

* *bcf* = billion of cubic feet = 28,318 millones de m³= 28,318 hm³. Otra unidad usual en la industria es el *tcf*=trillion of cubic feet = 28,318 mil millones de m³= 28,318 km³. En consumo anual de Argentina en 2014 fue de unos 46 km³ ≈1,6 tcf.

Matriz Primaria - RA Año=2013



Matriz Energética Mundial Año=2013

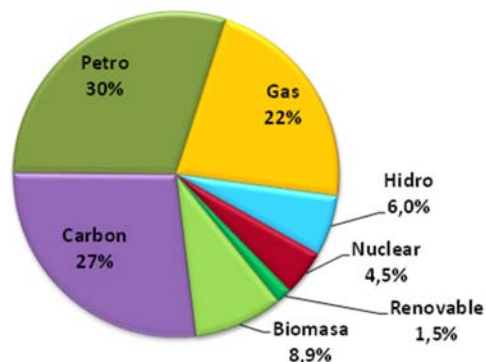


Figura 1. Matriz energética de Argentina (izquierda) y del mundo (derecha) para el año 2013. Fuente International Energy Agency (IEA)¹ y Secretaría de Energía de la Nación⁴. En el caso argentino, las renovables son del 1,8% y la biomasa (leña, bagazo, etc.) son del orden del 2,2%.

Los debates globales se reflejan también en nuestro país, aunque con matices locales. Por una parte Argentina, después de haber sido por más de una década un exportador neto de energía, a partir de 2005 se ha convertido en importador.⁴ Esto tiene un importante impacto en su balanza comercial y cuentas fiscales. Por otra parte, el desarrollo de los combustibles no convencionales abre al país una nueva oportunidad. Se estima que Argentina cuenta con uno de los recursos de este tipo más grandes del mundo, cuya potencialidad está comenzando a despuntar.^{5,6}

Las fuentes de energía se clasifican en primarias y secundarias.⁴ Las fuentes primarias son aquellas que se extraen directamente de la naturaleza (leña, carbón, petróleo, gas, etc.) o bien no se obtienen a partir de otras fuentes, por ejemplo nuclear, hidráulica, solar o eólica. Las fuentes secundarias son productos energéticos que no se extraen directamente de la naturaleza y que en general se obtienen usando fuentes primarias, por ejemplo, electricidad, gasoil, fueloil, nafta, kerosén, gas licuado, etc.

Argentina –como lo ilustra la Figura 1– depende fuertemente de los combustibles fósiles para su aprovisionamiento energético. El petróleo y el gas contabilizan casi el 90% de la energía consumida, siendo el gas natural la componente más importante de la matriz energética, ya que aporta más de la mitad de toda la energía primaria. Análogamente, el mundo, también depende en 87% de los combustibles fósiles, pero con una participación mayor del carbón mineral, que en Argentina es mínima, inferior al 0,3%.

En las Figuras 2 y 3 se muestra la evolución en el tiempo de la matriz energética nacional durante los últimos 50 años y la mundial a partir de 1850. En la comparación, se ve que Argentina acompaña y a veces adelanta las tendencias globales. Esto es notorio para el caso del gas natural. Desde hace más de una década, el gas es la componente principal de nuestra matriz, y su consumo se incrementa a una tasa cercana al 3,3% anual- duplicándose cada 20 años.

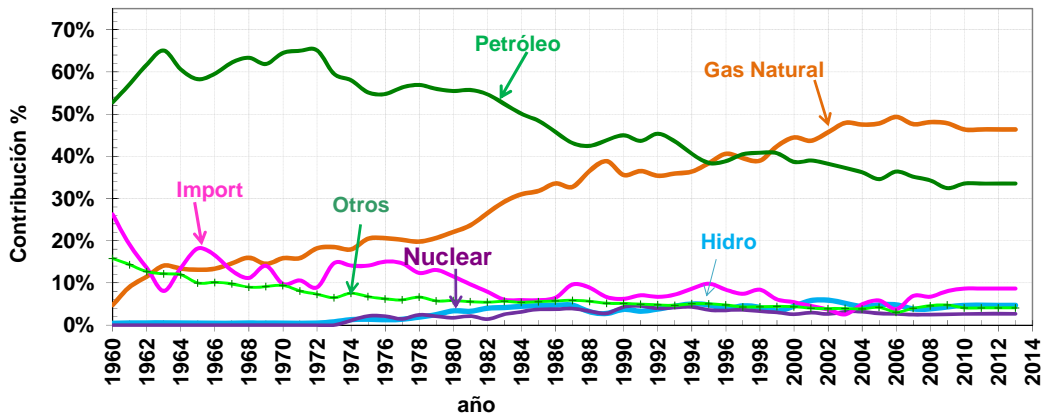


Figura 2. Variación en el tiempo del consumo de energía primaria en Argentina. La línea naranja representa el consumo de gas natural. A partir del año 2001 el gas natural se transforma en la fuente energética del país. También se indica la contribución de la energía importada. En “Otros” se incluye el consumo de carbón, leña, bagazo, eólica, etc. Fuente Secretaría de Energía de la Nación.⁴

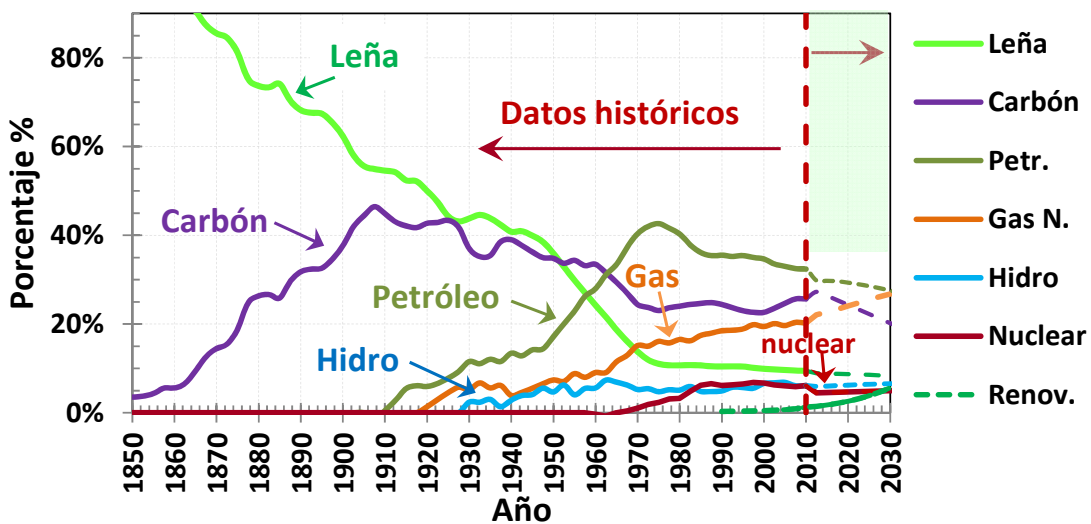


Figura 3. Variación en el tiempo del consumo de energía primaria en el mundo. La zona sombreada después de 2014, es una proyección de la evolución. Fuente International Energy Agency (IEA)¹

Esta tendencia se espera también ocurra en el mundo hacia finales de esta década. Desde el punto de vista ambiental, esto es positivo, ya que de todos los combustibles fósiles, el gas natural es el menos contaminante de todos ellos. Sus emisiones de CO₂ son las más bajas, como se ilustra en la Figura 4.

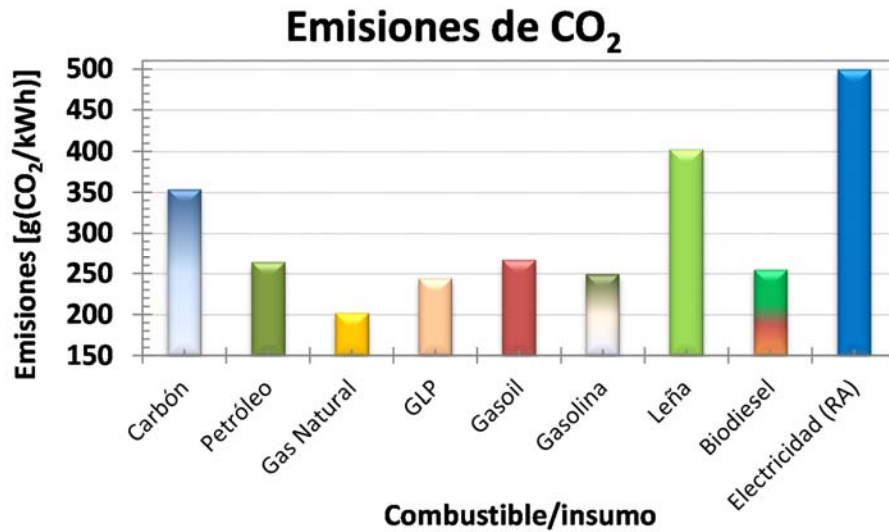


Figura 4. Emisiones de CO₂ de distintos combustibles e insumos energéticos en gramos de CO₂/kWh. Como se observa, de todos los combustibles fósiles, el gas natural es el que genera menos emisiones. En el caso de la electricidad, sus emisiones dependen de la fuente primaria usada para producirla. Su emisión es tan alta debido a que la eficiencia de conversión de energía primaria a electricidad es inferior al 60%. En esta figura se indica el valor medio de la generación eléctrica nacional. Fuente Secretaría de Energía de la Nación Argentina.^{3,4}

En la figura 5 como se distribuye el gas en su uso final, a la derecha se muestra la evolución del consumo de gas en los últimos 20 años en el país. La tasa media de crecimiento del consumo es de 3% anual. A esta tasa, cada 22 años el consumo se duplicaría.

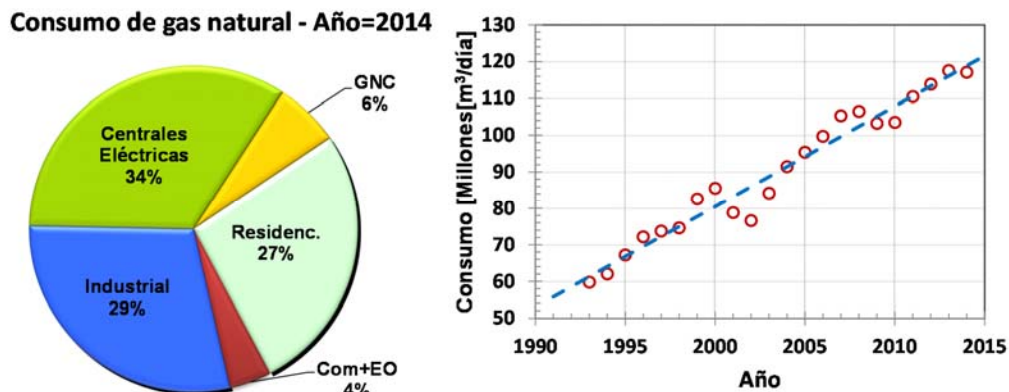


Figura 5. Consumo de gas natural en la República Argentina. A la izquierda se muestra como se distribuía el consumo en año 2014. Com+EO es el consumo asociado a uso comercial y entes oficiales. A la derecha se muestra la evolución del consumo total de gas. La tasa media de crecimiento del consumo es de 3% anual. A esta tasa, a menos que se introduzcan medidas activas que alteren esta tendencia, cada 22 años el consumo se duplicaría. Evolución de la Demanda de Gas vs. Consumo por Sectores (2001-2014). Fuente: elaboración propia en base a datos publicados por ENARGAS.⁷

En la Figura 6 se muestra la evolución de la producción nacional a partir de las distintas cuencas nacionales: Noroeste, Austral y Neuquinas. También se indican la evolución de las exportaciones y del gas natural importado, parcialmente de Bolivia y en barcos de gas natural licuado (GNL). Como puede observarse, ante la caída de la producción nacional, a partir de 2004 2005, la exportación fue disminuyendo hasta valores ínfimos y las importaciones de gas, crecieron considerablemente.

1.1.1. Evolución y Estado de Situación del Abastecimiento del Gas.

En buena medida, la figura 6 ilustra los desafíos del sistema energético nacional, es decir su creciente dependencia de las importaciones de energía y la actualización de las tarifas. De hecho estos dos puntos están íntimamente relacionados. Por otro lado, en buena medida, la manera en que la cuestión de los subsidios y actualización de las tarifas se resuelva, puede condicionar el flujo de inversiones para el desarrollo de las cuencas de *shale* gas en Vaca Muerta y otras posibles cuencas.⁸

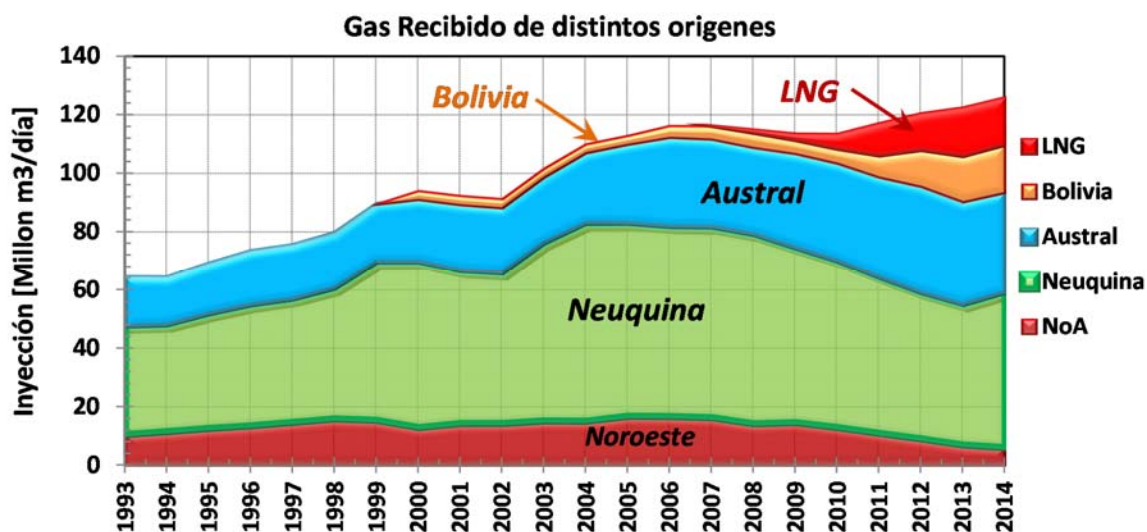


Figura 6. Contribución de las distintas fuentes de gas a la canasta de consumo de gas natural en la República Argentina y a la exportación. Las principales cuencas son: Noroeste, Austral (incluye San Jorge) y Neuquinas (incluye la cuyana). Ante la caída de la producción nacional, a partir de 2004 2005, la exportación fue disminuyendo hasta valores ínfimos y la importación de gas, proveniente de Bolivia y GNL, creció considerablemente. Consumo por Sectores (2001-2014). Fuente: elaboración propia en base a datos publicados por ENARGAS.⁷

1.1.2. Tiempos largos y desafíos apremiantes

Hay varias lecciones que la historia nos brinda. Como se aprecia en la Figura 3, los cambios en la canasta energética a lo largo del tiempo, toman varias décadas para consolidarse. Ochenta años transcurrieron desde que la contribución del carbón mineral superó el 10% del total (c. 1830) hasta que alcanzó su pico en 1910. Cincuenta y cinco años pasaron desde que, durante la primera Guerra Mundial, el petróleo alcanza el 10% de la matriz hasta que llega a su máxima participación en los años 1970. Sesenta y cinco años separan 1950, momento en que el gas logra el 10% del aporte energético, y su predominio inminente⁹. La Figura 2 muestra que para el caso Argentino, la transición del petróleo a gas llevó unos 50 años.

Estos largos tiempos de transición, característicos de los sistemas energéticos de todo el mundo, se relacionan con el hecho que la industria energética es de capital intensivo. Las grandes obras de infraestructura energética requieren varios miles de millones de dólares. Diseñar, conseguir los fondos y construir una represa hidroeléctrica o una central nuclear, o desarrollar un yacimiento de gas o petróleo, toma al menos una década. Además del costo y el tiempo asociado a la generación eléctrica o a la producción de combustibles, es necesario realizar las obras de transporte de la energía. Una vez construidas estas obras, lleva tres o más décadas amortizar los costos. Así, este tipo de proyectos tienen un horizonte de 30 a 50 años. Los petroleros sostienen que cuando se deja de invertir en un año, a los 7 o 10 años se ven los efectos.

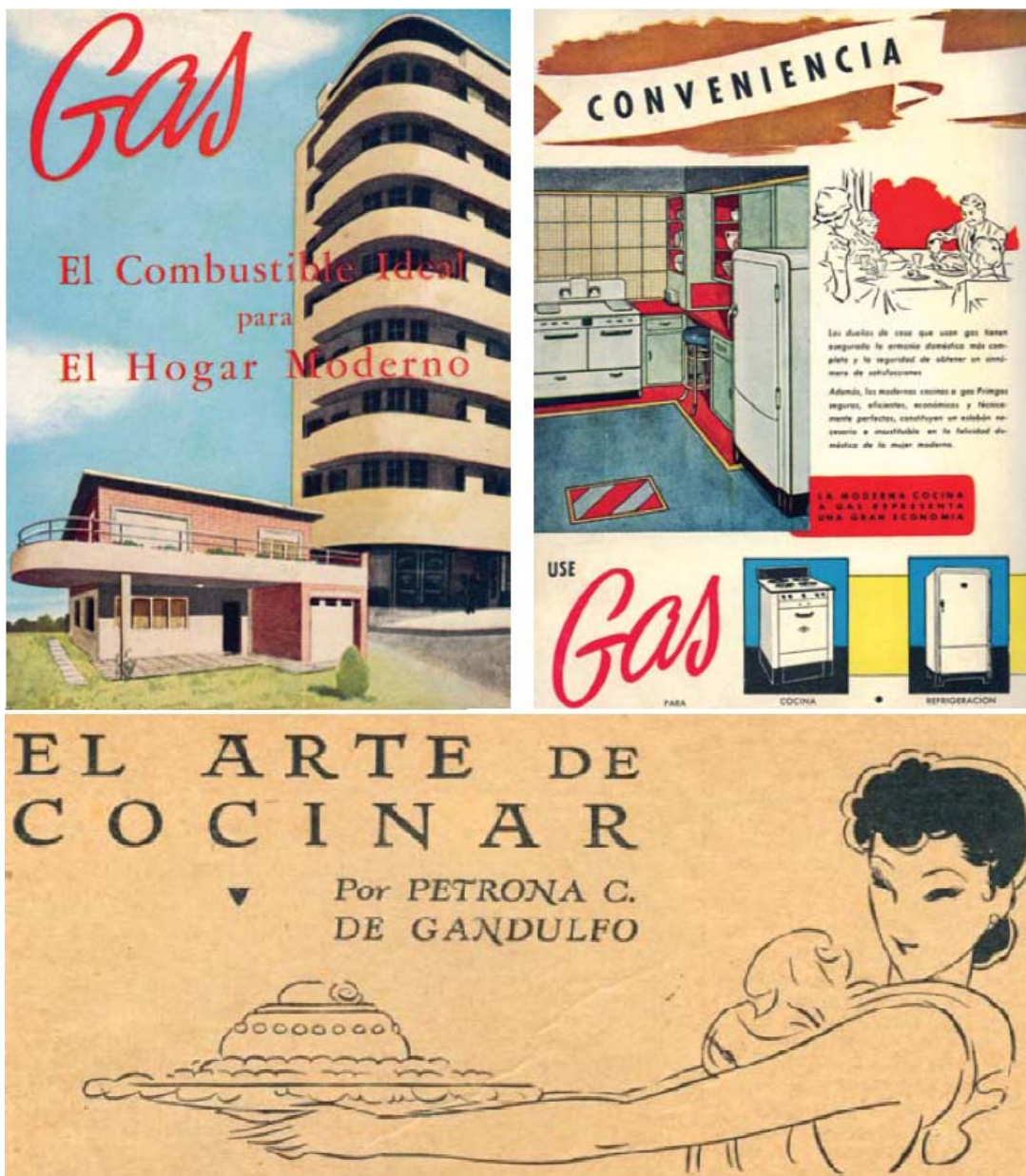


Figura 7 – Campaña publicitaria de promoción del gas en los hogares de Argentina desarrollada entre las décadas de 20 y 50's del siglo pasado.¹⁰ La Compañía Primitiva de Gas de Buenos Aires convoca a un equipo de ecónomas para que promuevan el uso del gas en la cocina. Una de ellas, Petrona C. de Gandulfo, desarrolló una brillante carrera como cocinera y promotora del uso de gas en la cocina, transformándose en una referente de la cocina nacional. Sus recetas se convirtieron en clásicos de la cocina Argentina. De hecho, Gas de Estado la contó como una destacada empleada de esa empresa. Fuente Ref.(7).

Además, en las transiciones energéticas, es necesario considerar la gran cantidad de equipos de uso final de la energía, que también deben renovarse. Cuando se pasó de la leña al kerosén, las cocinas tuvieron que ser modificadas. A su vez, las cocinas a kerosén no funcionan a gas, y así sucesivamente. De manera análoga, un vehículo a gasolina (nafta), no funciona a gasoil o

con electricidad. Estas transformaciones, además del costo monetario, tienen que franquear pautas culturales arraigadas. El ejemplo de transición al gas, ilustra claramente este proceso y muestra como nuestros padres y abuelos sortearon con éxito estos desafíos, la Figura 7 ilustra alguna de las campañas publicitarias destinadas a inducir a las amas de casa a usar gas en la cocina. En definitiva, las transiciones energéticas, en general, son procesos lentos.

Los largos tiempos asociados a los proyectos energéticos, hacen necesaria la búsqueda de acuerdos políticos amplios, que puedan tener continuidad en el tiempo, ya que cualquier programa energético o meta que tracemos en esta área, excede por lejos los tiempos asociados a una determinada administración política (4 u 8 años). La historia nos enseña que las políticas de Estado, sostenidas en el tiempo, a la par de contar con reglas claras y estables, son requerimientos necesarios, para lograr resultados fructíferos en el área de la energía.

1.1.3. La Evolución de la Demanda de Gas por Sector Consumidor.

En la Figura 5 se muestra como se distribuye el consumo final del gas natural en Argentina para el año 2014. En la Figura 8 se muestra la variación en el tiempo de cada una de las componentes del consumo.

Esta figura sugiere que mientras los consumos residenciales (R), comerciales (C) y de Entes Oficiales (EO), son fuertemente dependientes de la temperatura, incrementándose un factor 4 en los meses de invierno respecto de los de verano, los consumos de GNC, industrial (Ind) y generación eléctrica (Elec) no tienen este tipo de comportamiento. De hecho, en las componentes Ind y Elec, tienden a disminuir en los inviernos. Lo cual es consecuencia de que muchos de estos servicios son de carácter interrumpibles. Ante la escasez de gas, y dada la prioridad de abastecer los consumos R, C+EO; los consumos Ind y Elec sufren interrupciones principalmente en los meses de invierno. Este comportamiento se observa más claramente a partir del año 2003 en la Figura 8.

De este modo, podemos afirmar que el consumo de gas R+C+EO son fuertemente termodependientes.^{11,12} La relación entre consumo R, C+EO de gas natural y temperaturas ha sido estudiada extensivamente.^{7,8} En forma intuitiva, puede resumirse en que en los días con temperaturas más bajas estos consumo aumentan considerablemente, debido al uso intensivo de calefacción.

Se observa que un episodio de frío intenso, de corta duración y en un contexto de temperaturas moderadas no conduce a un gran consumo. Por otra parte se observa que para dos días diferentes, a una misma temperatura media, los consumos no son iguales y depende del contexto de temperaturas prevalentes en los días previos. Se encuentra que un parámetro térmico útil para determinar el consumo de gas, es la temperatura efectiva (T_{ef}), que se define como promedio de la temperatura media del día en cuestión y el promedio de las temperaturas medias de los tres días anteriores. De este modo vemos que T_{ef} depende no solo de la temperatura de día en cuestión, sino también del escenario térmico preexistente.

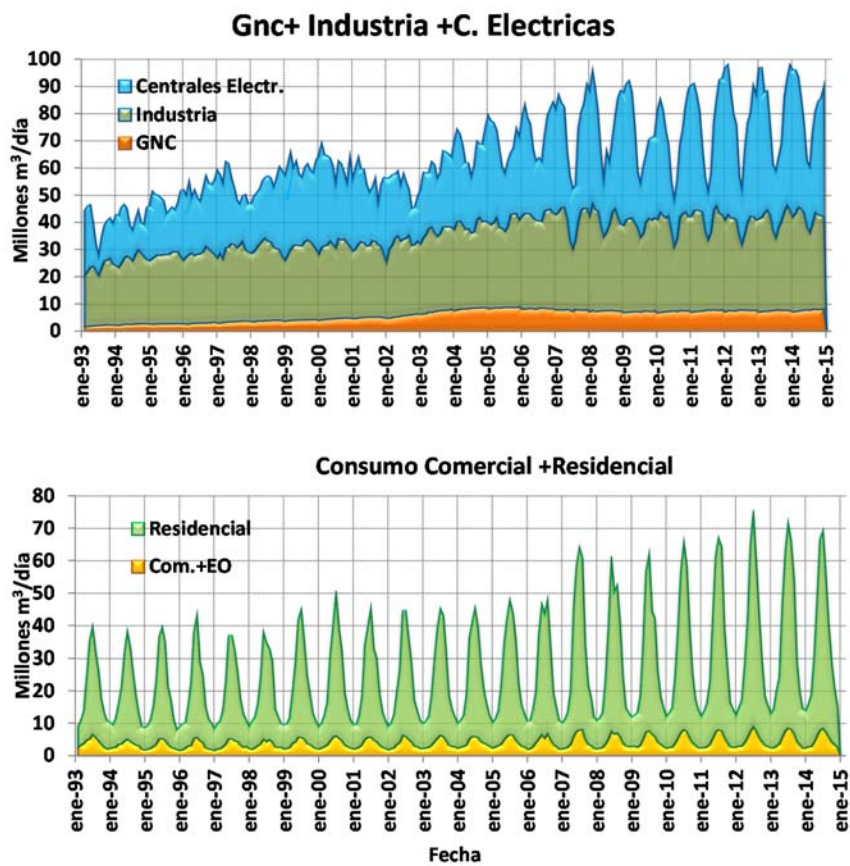


Figura 8: Usos del gas en Argentina. Fuente: elaboración propia en base a datos publicados por ENARGAS.⁵

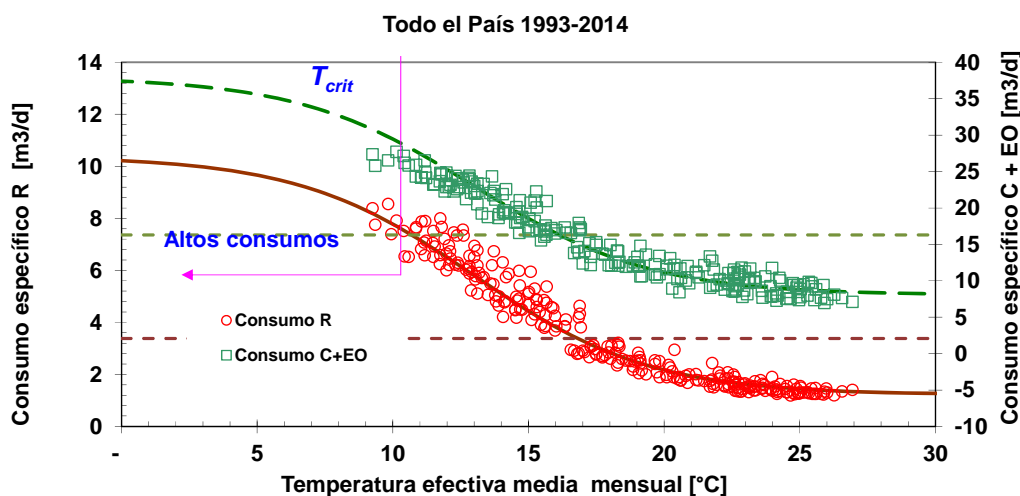


Figura 9: Consumos específicos o consumo por usuario R y C+EO como función de la temperatura efectiva. Los círculos rojos (referidos al eje vertical izquierdo) representan los consumos R, los cuadrados verdes, son la combinación de consumos C+EO, deferidos el eje vertical derecho, como función de la temperatura efectiva. Los datos representados aquí son los valores medios mensuales y la temperatura usada, es el promedio mensual. Las curvas continuas son las predicciones de un modelo teórico que permite reproducir estas tendencias.¹³ Fuente: elaboración propia en base a datos publicados por ENARGAS.⁵

La figura 9 muestra que el consumo específico o por usuario, aumenta a medida que la temperatura desciende, por la necesidad de un mayor aporte de energía para la calefacción.

Una vez que toda la calefacción existente en los edificios se ha encendido, el consumo de gas tiende a estabilizarse en su valor máximo. Por otra parte, a altas temperaturas, $T > 20^{\circ}\text{C}$, el consumo se estabiliza en su menos valor, este consumo, llamado consumo base, está asociado al consumo de gas para la cocción y calentamiento de agua. De este modo a partir de la Figura 9, es posible diferenciar cuanto gas se emplea en el calentamiento de agua y cocción y cuanto se usa en calefacción, estas cantidades varían según sea la rigurosidad del invierno, pero en general podemos decir que para los sectores de consumos R, C y EO, la mitad del gas consumido se emplea en calefacción y la otra mitad es consumo base (cocción y calentamiento de agua).

La implicancia de este gráfico es de mucha relevancia en el sistema de gas argentino y de esta dependencia del consumo específico con la temperatura puede construirse modelos de predicción de los consumos R, C y EO.^{14,15,16} Esta figura muestra asimismo que los consumos específicos R y C+EO tienen una dependencia muy regular con la temperatura, independiente del tiempo y del contexto económico. Es decir, los patrones de consumo por usuario R y C+EO sólo dependen fundamentalmente de la temperatura. Desde luego, esta observación debe ser reexaminada periódicamente para constatar su vigencia, pues es posible que cambios significativos en el precio del gas o en las tecnologías usadas puedan alterar este comportamiento.

Por su parte el cambio en el tiempo del número de usuarios R y C+EO, ilustrado en la Figura 10, muestra una variación suave en el tiempo y con tendencias que permiten proyecciones confiables en el corto y mediano plazo, en particular una vez que las transformaciones económicas y sociales se estabilizan. Por ejemplo, el número de usuarios R tiene una tendencia bien definida hasta noviembre de 2001 y otra también definida, aunque distinta, con posterioridad al año 2002. Lo que se observa es que las crisis económicas afectan principalmente el crecimiento del número de usuarios, es decir que la variación de PBI afecta en crecimiento del número de usuarios, pero no sus patrones de uso, descrito por la Figura 9.

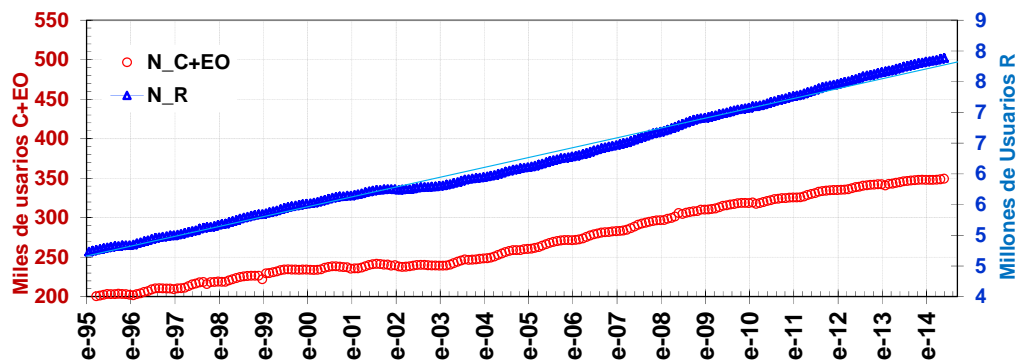


Figura 10. Variación del número de usuarios R y C+EO, en el ámbito de todo el país. Se observa que el número de usuarios tiene un comportamiento de variación suave y con tendencias fácilmente caracterizables y simples de modelar. Los símbolos azules indican la variación de usuarios residenciales, referidos el eje vertical derecho y los símbolos rojos indican la variación de usuarios C+EO, referidos al eje vertical izquierdo. Fuente: elaboración propia en base a datos publicados por ENARGAS.⁵

De esta forma, es posible realizar modelos de proyección para estas componentes del consumo (R y C+EO), que dependen, por una parte de las temperaturas efectivas^{11,12,13} y por otra del número de usuarios. Si bien no es posible conocer las temperaturas del futuro, es razonable suponer que los escenarios térmicos que se prestarán en un futuro a unos años vista, serán similares a los que han ocurrido en los años recientes.¹⁷

Para proyectar el número de usuarios R y C+EO se considera que la tasa de crecimiento del número de usuarios depende del crecimiento de PBI.

1.1.4. Eficiencia energética –un sendero sostenible

Si se analiza como varía el consumo de energía per cápita para distintos países, se observa que aquellos de mayor desarrollo económico tienen un mayor consumo. Sin embargo, esta relación dista de ser lineal. Las Naciones Unidas elaboraron un índice para evaluar la calidad de vida en diversos países que denominan IDH (Índice de Desarrollo Humano) que tiene en cuenta la esperanza de vida (longevidad), nivel de educación de la población (índices de alfabetización) y valor del ingreso a paridad constante por habitante. El IDH es habitualmente usado para comparar calidad de vida en las distintas regiones del mundo. Si se grafica el IDH en función del consumo anual de energía per cápita para distintos países, se obtiene la Figura 11. Esta figura indica que con un consumo de alrededor de 110 M_BTU per cápita al año (equivalentes a unos 2980 m³ de GN/año o 3,2 kW), se alcanza un nivel de vida comparable a los mejores del mundo, aun teniendo en cuenta, como veremos más adelante, que estos altos índices de desarrollo humano pueden lograrse con mucho menores recursos que los que se utilizan actualmente. Un consumo mayor a este valor crítico (3,2 kW) no genera una mejora significativa en la calidad de vida. Si bien esta no es una regla de validez universal, ya que cada país tiene características singulares, lo que sí parece ser cierto es que no siempre mayor consumo de energía implica mejor calidad de vida. En particular, la Argentina tiene un consumo per cápita de 68 M_BTU/año, equivalente a unos 2,8 kW.

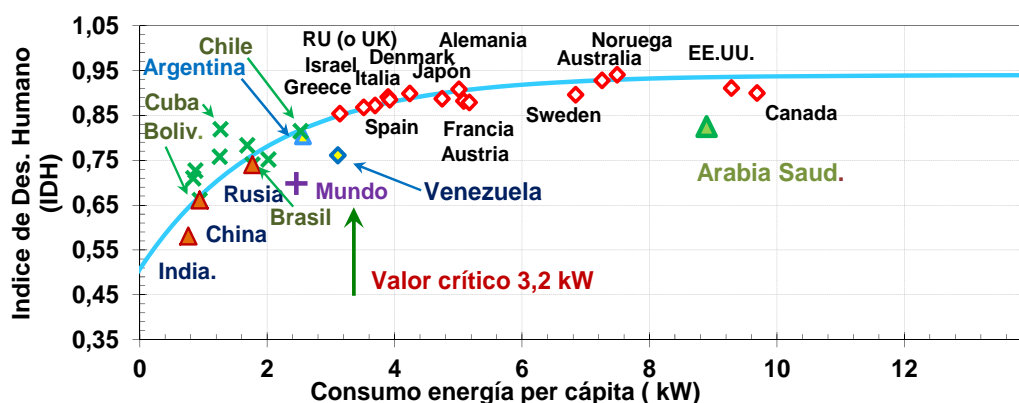


Figura 11. Índice de Desarrollo Humano en función del consumo de energía per cápita para distintos países del mundo. La línea continua azul es una modelización de esta dependencia. Fuente: elaboración propia en base a datos por las Naciones Unidas,¹⁸ el Banco Mundial¹⁹ y la EIA- DOE, para el año 2011.

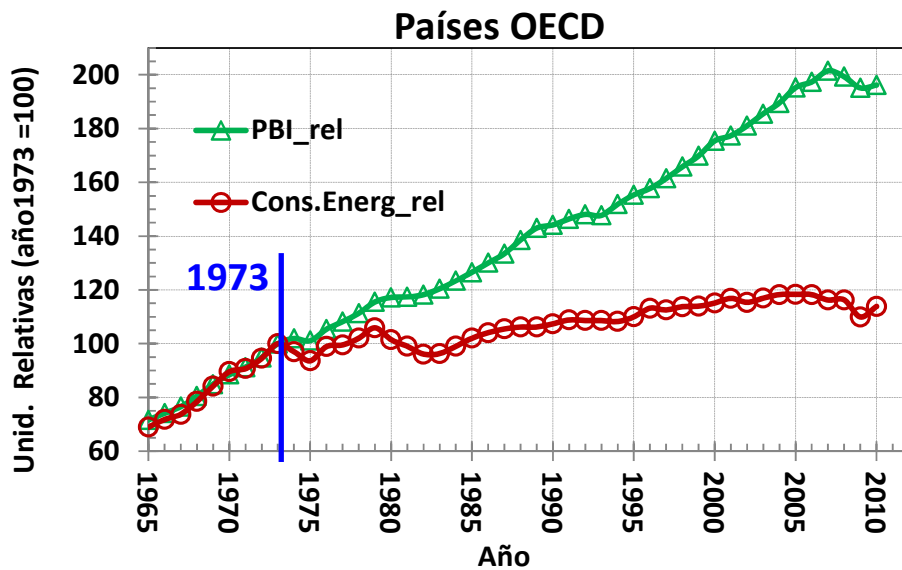


Figura 12. Variación del PBI (GDP) y el consumo final de energía para los países de la OECD (Laponche et al. 1997, p.70) de 1967 a 2010. Los datos están en unidades relativas, tomando como 100 los valores del año 1973. Se observa que hasta 1974 ambas curvas se mueven juntas. A partir de esa fecha y como consecuencia de las medidas de uso eficientes adoptadas, el crecimiento económico continuó su ascenso pero el consumo de energía se mantuvo casi constante.

En las Figuras 12 y 13 se muestran la variación del PBI y el consumo de energía en los últimos 30 años para la Argentina y los países desarrollados que integran la OECD (Organization for Economic Cooperation and Development). En el caso argentino se graficó el total del consumo de energía secundaria, es decir los productos energéticos que se consumen (por ejemplo, electricidad, gasoil, fuel oil, nafta, kerosén, gas licuado, etc.). Se observa que la curva de consumo de energía en Argentina sigue (copia) la curva de PBI. Para los países de la OECD, hasta 1974 se observa un comportamiento similar. Sin embargo, a partir de esa fecha, como consecuencia de las medidas adoptadas para el uso eficiente de la energía en esos países, debido a los aumentos de precios ocurridos después del primer embargo de petróleo, el PBI siguió creciendo en forma sostenida, sin embargo el consumo de energía casi no varió significativamente durante el mismo período. Una situación similar ocurrió en el Estado de California. El consumo de electricidad per cápita en este Estado crecía monótonamente con el tiempo, al igual al del resto de los EE.UU. A partir de 1973 en California se adoptan medidas que estimulan un uso racional de la energía y se introducen regulaciones que promueven el uso de equipos y procedimientos más eficientes en ese estado. Como resultado de ello, el consumo per cápita de electricidad en California se mantuvo prácticamente constante, mientras que en el resto de los EE.UU. donde no se aplicaron dichas medidas el consumo per cápita siguió su tendencia monótona creciente. Claramente el crecimiento de California fue tan bueno o mejor que el promedio de los otros estados de los EE.UU. Este hecho notable recibe el nombre de "Efecto Rosenfeld" en honor a Arthur Rosenfeld,²⁰ Figura 13, que desde

la dirección de la Comisión de Energía de California impulsó estas políticas de uso eficiente de la Energía.

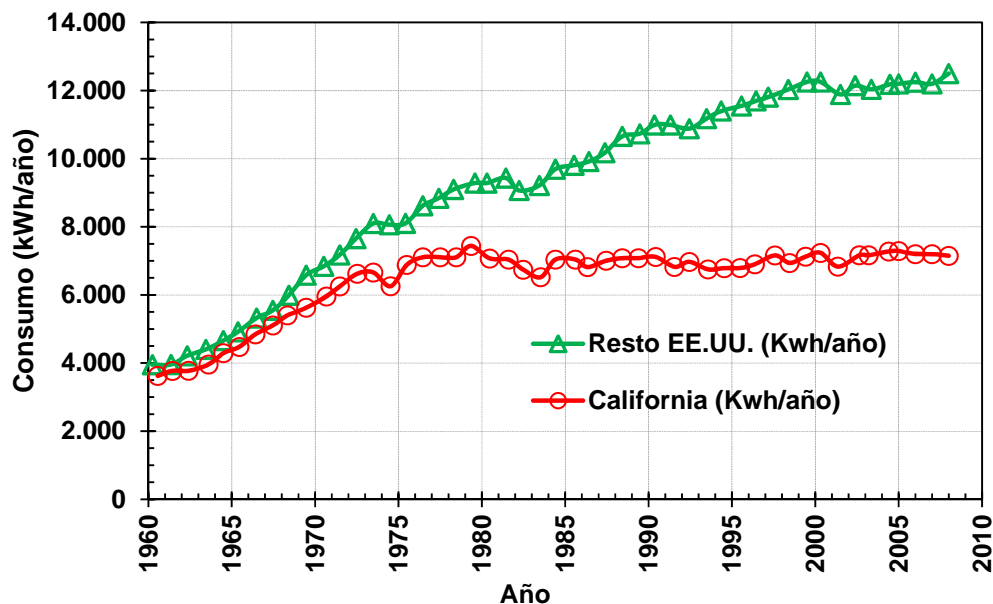


Figura 13. Evolución del consumo eléctrico per cápita en California y el resto de los EE.UU. A partir de los año 70, cuando se implementan estándares de eficiencia en California, combinada con un fuerte incentivo al desarrollo de productos más eficientes, el consumo per cápita prácticamente permanece constante, el resto de ese país el consumo tuvo un incremento de más del 50%.²¹

Estos hechos ilustran que es posible tener un crecimiento importante y al mismo tiempo mantener y aun disminuir el consumo de energía adoptando medidas de uso eficiente.

La adopción de políticas que favorezcan un uso eficiente de la energía, además de ser viables, tienen la ventaja que disminuyen la necesidad de importar energía, ahorrando importantes recursos económicos, a la par de disminuir la emisiones de gases de efecto de invernadero y mitigar sus efectos en el calentamiento global.

La experiencia internacional indica que una de las formas más rápidas y económicas de superar una situación energética crítica es racionalizar el consumo, cosa que para el gas en Argentina es posible. En las secciones siguientes de este informe, describen un conjunto de acciones específicas que podrían lograr ahorros muy significativos, en distintas escalas de tiempo y en distintas magnitudes.

De este modo, surgen de modo natural al menos dos modos de proyectar la demanda futura. Por un lado realizando extensiones de la demanda, siguiendo su evolución tendencial, llamado modelos BAU (Business As Usual). Otra alternativa, es incorporar en los modelos innovaciones tecnológicas y regulatorias, destinadas a evitar derroches e ineficiencias de energía, que usando esquemas ensayados internacionalmente, permiten visualizar escenarios de consumo diferentes. Estos modelos lo designaremos como modelos UREE (Uso Racional y Eficiente de la Energía)

1.1.5. Evolución de la Demanda de Gas.

La distribución de la demanda de gas para el año 2014 se presentó en la Figura 5, junto a su evolución global en los últimos 20 años. Durante el año 2014 el consumo medio de gas del país fue de 117,1 Millones de m³/día.

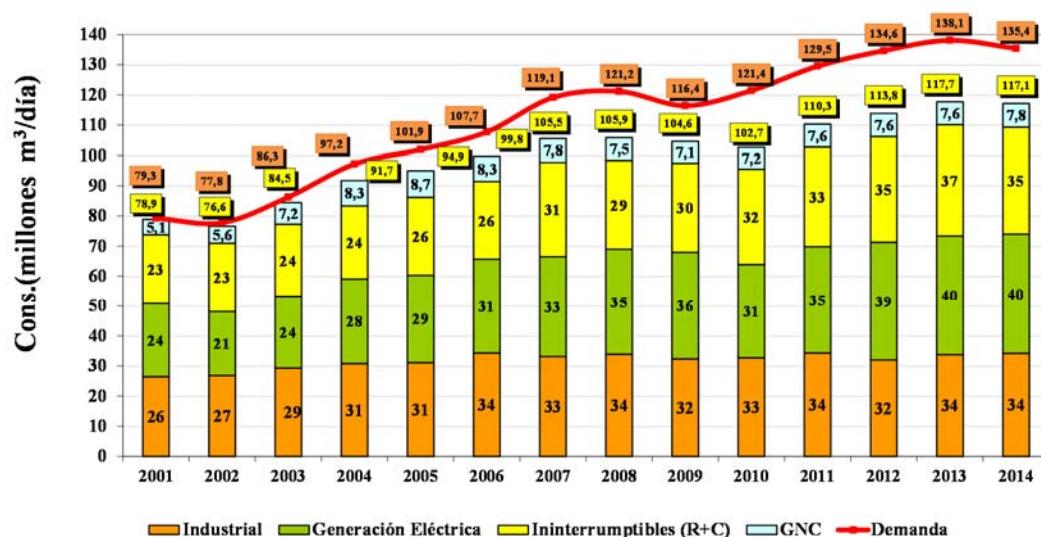


Figura 14. Evolución de la Demanda de Gas en función de; tiempo, segmentado por los distintos sectores de consumo, Período (2001-2014). **Nota:** Demanda requerida (indicada en los recuadros con fondo naranja) es igual al consumo real (en recuadro amarillo) más restricciones de gas. Fuente: Elaboración propia en base a datos de ENARGAS y CAMMESA.

En el período 2002-2014 la demanda de gas en el país creció a una tasa acumulativa del 4,7%,[†] (tomando como referencia los años 2002 y 2014) impulsada por dos factores que se observan en el período: el crecimiento del PBI y los precios y tarifas subsidiadas del gas. Vale notar que desde el año 2004, comienzan a observarse problemas de abastecimiento en el mercado del gas. Figura 6. En efecto, dado que la oferta de gas no alcanzó para abastecer la demanda total de los sectores, el consumo efectivo total creció a una menor tasa del 3,6% anual. Esta situación se refleja en la Figura 14, donde la demanda –representada por la línea roja- supera en el período al consumo total. Vale notar que los volúmenes de demanda insatisfechas han sido crecientes en el período y en el último año fueron del orden de casi 18,3 Millones de m³-día, promedio anual. El consumo de la generación térmica sobresale por sobre el resto de los sectores, alcanzando una tasa de crecimiento anual acumulativa el 5,4% en el período 2002-2014.

1.1.2. Performance del Upstream de Gas.

1.1.2.1. La actividad de Exploración y la evolución de las Reservas de Gas.

A partir del 2002 se vino observando una drástica caída en el stock de reservas probadas (P1) de gas hasta el año 2012.[‡] Recientemente en 2013 se detuvo dicha caída y se incrementó en nivel de reservas P1 en un 4,04%. En 2000 las reservas habían alcanzado su máximo valor de 777,6 Miles de Millones de m³. Hacia fines de 2010 habían caído casi un 60% respecto al valor máximo de 2000. Con el repunte de las reservas en 2013, la relación reservas / producción alcanzó un valor todavía crítico de 7,9 años. La falta de reposición de reservas ha sido el resultado de una disminución importante en la ejecución de pozos exploratorios en el período 2000-2010. Durante la década del 1990-1999 se realizaban en promedio un total de 96 pozos exploratorios por año, incluyendo petróleo y gas, mientras que en el período 2000-2010, la cantidad de pozos se redujo a menos de la mitad (44 pozos por año).

[†] Esta variación de la demanda, que incluye la demanda insatisfecha, es mayor que la variación anual media de la demanda real (que no incluye la demanda insatisfecha), que como vimos es de 3,3%

[‡] Según el grado de confianza en recuperar los volúmenes declarados de las reservas, estas se clasifican en Probadas (P1), Probables (P2) y Posibles (P3). Las Reservas Probadas (P1) son aquellas que tienen un 90% de probabilidad de recuperar el volumen declarado. Las Reservas Probables son aquellas cuya probabilidad de recuperación es del 50%. Posibles son aquellas para las que no se tiene seguridad ni se conocen sus potenciales volúmenes extraíbles.

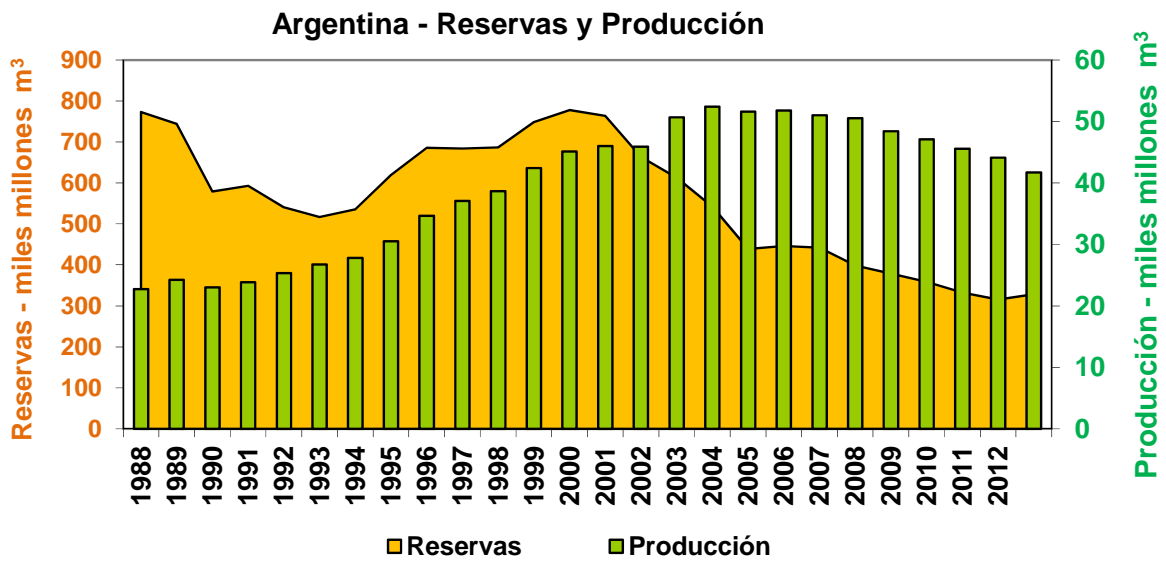


Figura 15. Evolución de las reservas probadas de gas y relación con producción. Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Energía.⁴

Este resentimiento en las inversiones en exploración ha hecho que mientras en la década 1990/2000 la reposición de reservas fue el 160% de la producción acumulada en el período ese período, en el período 2002-2012 dicho ratio cayó al 12%, como puede observarse en la Figura 16.

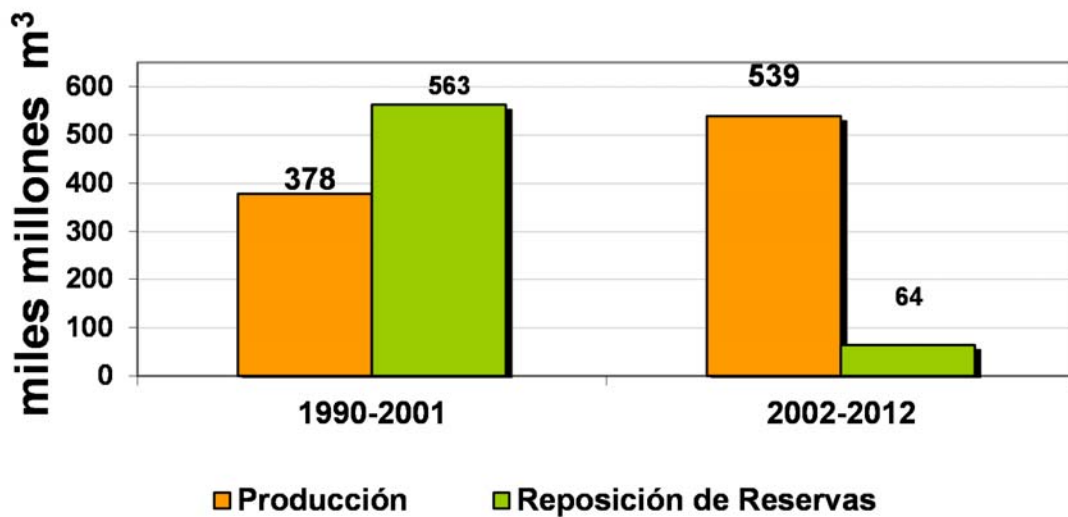


Figura 16. Reposición de las Reservas vs. Producción acumulada (períodos 1990-2000 y 2001-2010). Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Energía.⁴

1.1.2.2. La actividad de Explotación y la Capacidad de Producción de Gas.

La respuesta de la producción nacional de gas no acompañó en el período 2002-2014 los requerimientos crecientes de la demanda. La producción de gas alcanzó su valor máximo en el año 2004, para luego empezar a declinar. En la Figura 17 se muestra que en el lapso 2004-2014 la producción disponible al mercado^{§**} cayó 30,7 millones m³/día, lo que representa una caída promedio anual de 2,9%.

Vale notar que el desempeño por cuenca fue disímil. La caída promedio por año 2004-2014 fue de 2,4 millones m³/día en la Cuenca Neuquina^{††} (-3.9%) y de 1,2 millones m³/día para la cuenca Noroeste (-10,3%). Por otra parte la cuenca Austral y San Jorge crecieron en promedio 1,6% por año, permitiendo amortiguar mayores caídas. Un hecho también para resaltar es que la declinación de la producción fue creciente hasta el año 2013 y en el último año se produjo un freno en la caída, siendo la producción del año 2014 casi similar al valor de 2013.

Varios aspectos han contribuido a la caída de la producción desde 2004. Por un lado, la casi totalidad de la producción nacional se origina en la producción de pozos tradicionales o convencionales, que representaron en 2014 alrededor de un 88% de la producción total del país. En la actualidad 14 millones m³/día es gas no convencional, tanto tight gas como shale gas, siendo YPF el principal productor en ambos tipos de horizontes no convencionales.

[§] Según el grado de confianza en recuperar los volúmenes declarados de las reservas, estas se clasifican en Probadas (P1), Probables (P2) y Posibles (P3). Las Reservas Probadas (P1) son aquellas que tienen un 90% de probabilidad de recuperar el volumen declarado. Las Reservas Probables son aquellas cuya probabilidad de recuperación es del 50%. Posibles son aquellas para las que no se tiene seguridad ni se conocen sus potenciales volúmenes extraíbles.

^{**} Producción disponible al mercado= Producción bruta – reinyecciones a formación – venteos – consumos en yacimientos – líquidos extraídos en boca de pozo.

^{††} Incluye Cuenca Cuyana.

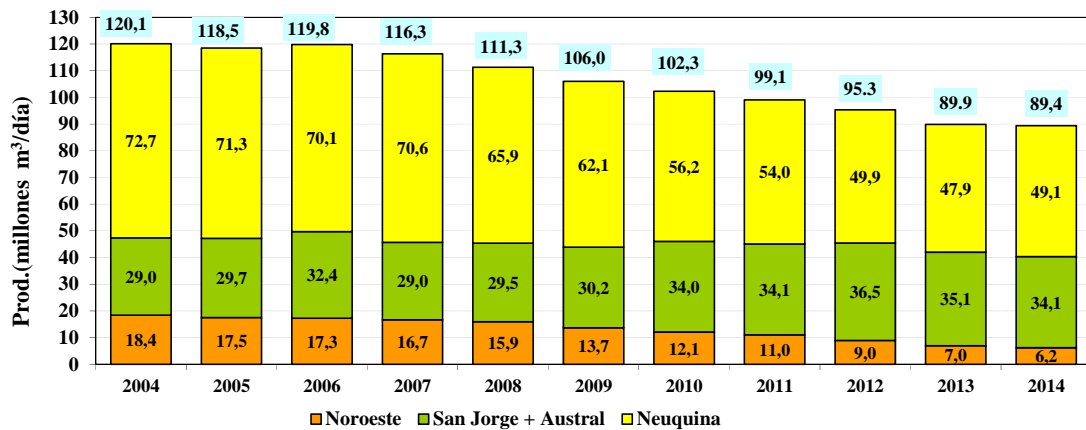


Figura 17. Evolución de la Producción Doméstica (período 2004-2011). Nota: producción medida en punto de ingreso al sistema de transporte Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Energía y ENARGAS.

Por otra parte la productividad media por pozo se ha reducido a la mitad desde el año 2000 a la fecha. En el año 2010 la producción media por pozo fue de 60.000 m³/día, mientras que diez años antes cada pozo producía en promedio 188.000 m³/día. Por otro lado, la presión en la producción de gas ha ido cayendo en forma importante desde el año 2003. Para citar: mientras en 2003 sólo un 18% del gas se producía en baja presión, el último año ese guarismo aumentó hasta el 53%.

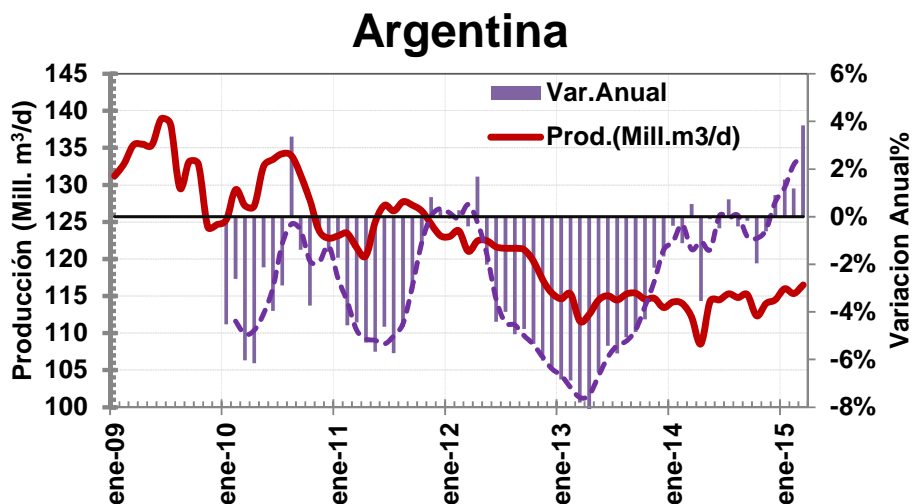


Figura 18. Evolución de la producción de gas en los últimos 5 años. Resulta evidente que la constante caída interanual en torno al 3% y 8% (barras violetas, eje derecho) comenzó a disminuir a principios del 2014. A partir de ese momento comenzó a asomar un proceso de reactivación en la actividad productiva al compás de los nuevos precios en boca de pozo.

Además, el elevado grado de madurez de los yacimientos es otra postal de la industria, la mayoría de los yacimientos fueron descubiertos más de cuatro décadas atrás. Ello implica que han perdido la presión original y hoy requieren mayores niveles de presión para mantener el flujo, cada vez menor, de extracción, alcanzando, en algunos casos, los límites costo-efectivos para su producción.

1.1.3. La actividad de Transporte de Gas y la evolución de la Capacidad del Sistema.

La capacidad del sistema de transporte se incrementó en el período 2004-2014 en 17,8 millones m³/día, casi 20%, permitiendo una inyección total en cabecera del sistema de casi 148 millones m³/día en 2014^{**}. De todas maneras es claro observar que hasta 2004-2005 la restricción en el pico estacional de la demanda (durante el invierno) la marcaba el límite de la capacidad de transporte. A partir de 2006, el problema para el abastecimiento es la falta de gas en los puntos de recepción (no se llenan de gas los gasoductos). En 2014 la carga en el mes pico fue 76,5% frente al 98% en el período 2004-2006. Esto se puede observar en la Figura 19 donde se muestra que la inyección en el punto de ingreso al sistema –línea roja y amarilla- está por debajo de la capacidad del sistema y que dicha diferencia se viene ampliando en los últimos años, producto de la caída en la producción de gas nacional. La caída en la inyección, ha sido compensada por la inyección en Bahía Blanca y Escobar del GNL importado y regasificado para su entrada al sistema de transporte. En el mismo gráfico se muestra el volumen total de inyección más el GNL re-gasificado mediante lo cual se llega a una inyección de casi 140 millones m³/día en el mes pico de julio de 2014.

^{**} En el período 1993-2001, la capacidad de transporte aumentó en 49 millones m³/día. De ese total, 35 millones m³/día fue la expansión de la capacidad asignada al mercado doméstico.

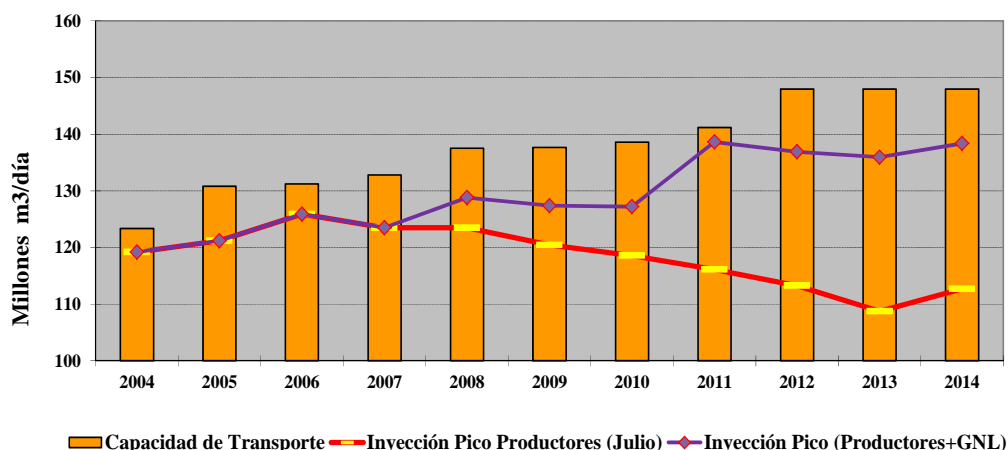


Figura 19. Evolución de la capacidad de transporte y demanda de gas para el periodo (2004-2014). Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS y estimaciones propias.

1.1.4. El Balance entre la oferta y la demanda de gas en el mercado local.

En la siguiente tabla se muestra el balance entre la demanda nacional y la oferta de gas al mercado (producción nacional más importaciones) en el período 2004-2014. Por el lado de la demanda se observó que la demanda doméstica creció en dicho período en 38,2 millones m³/día. Sobresale en el periodo el crecimiento de la demanda de gas del sector generación con un delta de crecimiento de 22,5 millones m³/día.

La brecha entre la demanda y la oferta (sumando gas nacional más importaciones desde Bolivia) entre 2004 y 2014 se multiplicó por 6, alcanzando un total de déficit de 34,5 millones m³/día en el año 2014. Para disminuir dicha brecha, el sector generación eléctrica utilizó en el período cantidades crecientes de otros combustibles (fuel oil, gas oil) y se requirió la importación de GNL que aumentó desde 2008 año tras año su importancia en la oferta de gas al mercado. Para citar, durante el año 2014, se importó 16,2 millones m³/día promedio anual de GNL. A pesar de la sustitución de gas por combustibles líquidos en el sector generación, y de las importaciones crecientes en el período, fueron necesarios cortes de gas al sector industrial⁵⁵, los cuales en el período 2008-2014 fueron un 12% de la demanda de dicho sector. La evolución en los

⁵⁵ Antes los cortes, el sector industrial puede sustituir gas por otros combustibles (fuel oil, etc.)

cortes/restricciones al sector industrial y al sector generación (que sustituyen gas por combustibles líquidos) se muestra en la Figura 20.

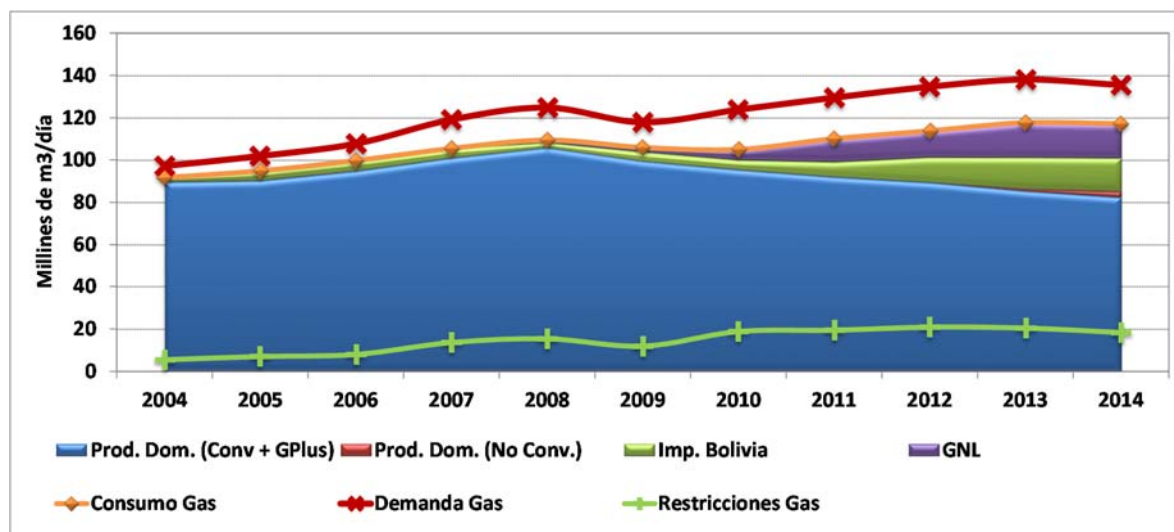


Figura 20. Balance Oferta – Demanda (valores promedio anuales, 2008-2014). Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS y estimaciones propias.

1.1.5. Evolución de la Balanza Comercial del Sector Gas.

El crecimiento de la demanda doméstica generó tanto el cierre de exportaciones, como la necesidad de crecientes importaciones (Bolivia+GNL). Esta situación tuvo su impacto en el sector externo del sector gasífero. De esta manera, mientras en 2004 existía un “superávit” que alcanzaba 17,5 Millones m³/día, a partir de 2008 el balance se convirtió en negativo. Y en 2014 las importaciones superaron a las exportaciones en 32,5 Millones m³/día. El saldo de la balanza comercial del sector pasó a ser negativo en 460 Millones de Dólares en 2008, y en seis años se multiplicó en 12 veces, alcanzando un valor de -5.562 Millones de Dólares durante 2014. Ver Figura 21.

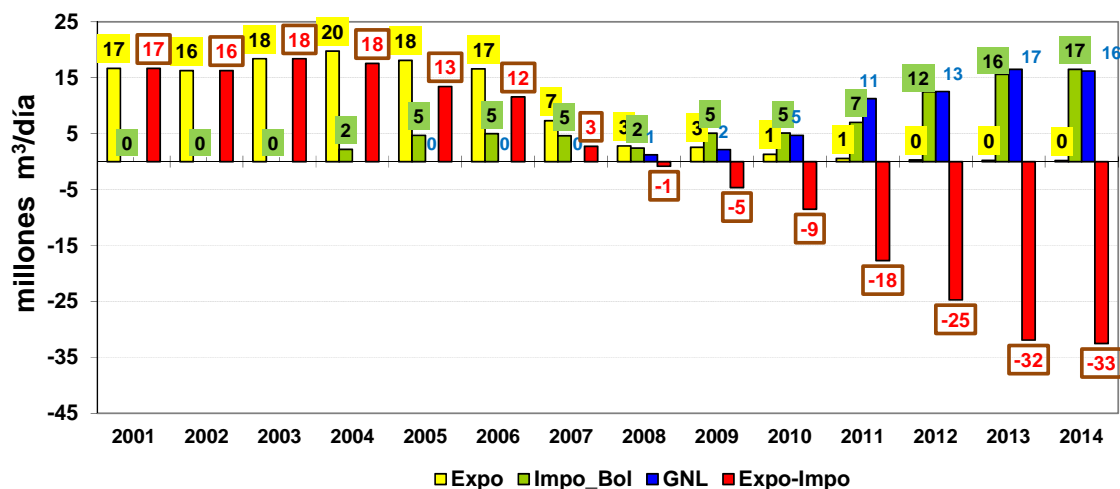


Figura 21. Exportación – Importación de gas (2001-2014). Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS.

1.2. La política de precios y tarifas del Gobierno y los subsidios en el sector gas.

1.2.1. Retribución de la producción nacional versus el costo de importación del gas.

El mercado del gas ha venido presentando desde fines de 2001 con la salida de la Convertibilidad hasta hoy una fuerte intervención sobre los precios del gas y segmentación por tipo de usuario (industriales, generadores eléctricos, GNC, otros). Algunos precios se negocian entre el proveedor de gas y el consumidor, y otros precios de gas siguen siendo regulados (y subvencionadas si el gas es importado) por el Gobierno Argentino en el mercado desregulado de gas. Además, dado que el mecanismo de traslado de gas a las tarifas finales establecido en la Licencia de Distribución no estuvo vigente desde 2002, los cambios en los precios del gas han sido y están siendo trasladados a las varias categorías de usuarios sin seguir criterios de responsabilidad de costos de los usuarios.

En la Figura 22 se muestra los precios de gas para el período 2001-2014, en el cual el Gobierno aplicó una segmentación de precios creciente: 1) durante la convertibilidad y hasta fines de 2001 el precio del gas era único para todas las categorías, 2) con el fin de la convertibilidad los precios del mercado del gas se pesificaron conforme la Ley de Emergencia, 3) Mayo de 2004, cuando se inicia el período de recomposición del precio por Resolución SE 208/2004 y se produce la primera segmentación del precio entre el mercado regulado y el desregulado, 4) A fines de cada año en el período 2005-2014, en el cual se produce el crecimiento constante de los precios en el mercado desregulado de clientes

industriales y generadores eléctricos. A su vez, en la Figura 22 también se destaca la evolución similar que tuvieron los precios a la generación y a la industria hasta fines del año 2006, momento a partir del cual el precio de la industria se disocia del precio pagado por las Generadoras Eléctricas, alcanzando un valor 4,5 USD/MMBTU (Promedio 2014, Cuenca Neuquina), comparado con el precio para la Generación que se ubicó en torno de los 2,7 USD/MMBTU***.

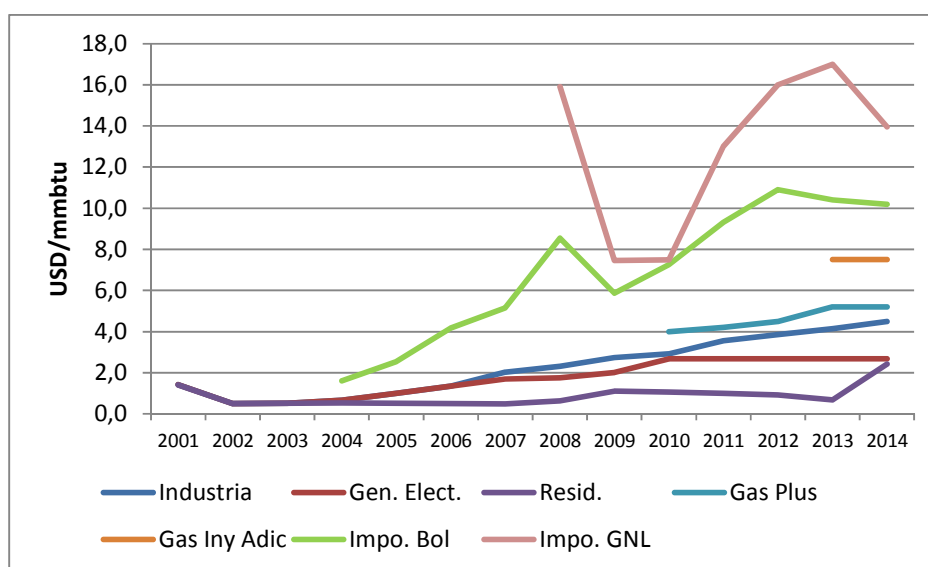


Figura 22. Precios de gas en la Cuenca Neuquina por categoría de usuario (2001-2014) y precios de importación de Bolivia y GNL. Fuente: Elaboración propia en base a ENARGAS, MEGSA e YPFB.

En el caso de los clientes residenciales, las autoridades del Gobierno Argentino optaron por segmentar el segmento residencial: de 3 a 8 categorías de consumo (R1 a R8). Los precios del gas incluidos en las tarifas fueron diferenciados por segmento, incrementándose éstos conforme el consumo medio del segmento. Así y todo el precio actual de las categorías Residencial, con excepción del segmento R34, todavía está con

*** CAMMESA es el proveedor del gas y de los combustibles líquidos de los generadores eléctricos. El costo promedio para CAMMESA es mayor que el precio del gas incluido en el cálculo del costo de la generación eléctrica térmica. La diferencia entre los costos y los ingresos de la generación eléctrica son cubiertos con subsidios del Tesoro Nacional hacia CAMMESA.

valores muy inferiores a lo que se observan como precios en el sector desregulado de clientes industriales.

Recién a comienzos de 2014, con la quita de subsidios en los sectores residenciales y comerciales se acortan algo las brechas con los precios del mercado desregulado. A efectos de disminuir estos subsidios, en el mes de marzo de 2014 el Gobierno Argentino implementó un incremento del precio del gas en las distintas cuencas, aplicables a los usuarios residenciales, comerciales y GNC⁺⁺⁺. Los aumentos se aplicarán en forma escalonada en tres etapas, en los meses de abril, junio y agosto del año 2014, con incrementos diferenciales en los valores del gas incluidos en las tarifas de acuerdo a los rangos de consumo de los usuarios⁺⁺⁺.

A pesar de la recomposición que tuvo el precio pagado al productor en el período, aún resultó inadecuada ya que Argentina dejó de ser un país exportador de gas para pasar a ser un importador neto y se espera que esta situación se mantenga hasta la próxima década. Prueba de que el productor no ha sido remunerado de acuerdo con la creciente evolución experimentada por los costos de producción fue que el Gobierno a comienzos de 2013 determinó una retribución de 7,5 USD/MMBTU para la producción incremental de gas, a los efectos de incentivar la recomposición de reservas y capacidad de producción del sector productor en el país. A este Programa se lo denomina Plan Gas, es el Estado vía un subsidio directo a los Productores, quien se hace cargo de la diferencia entre el precio de 7,5 USD/MMBTU pagado al Productor y el menor precio que paga efectivamente la demanda local.

Finalmente en la misma figura también se incluyen otros precios que son referencia para el mercado del gas: Gas de Bolivia, GNL, Gas Plus (no convencional). Se observa

⁺⁺⁺ Quedaron exceptuados de los aumentos, las industrias, los generadores eléctricos, los usuarios del Sur argentino y otros que se encuadren en determinadas condiciones sociales (enfermedades crónicas, discapacidad, Planes o Programas Sociales, entre otros)

⁺⁺⁺ El impacto de las quitas de subsidios variará según resulte el ahorro que realice el usuario respecto de su consumo histórico⁺⁺⁺. A continuación se exponen los aumentos tarifarios determinados⁺⁺⁺. En el caso de los usuarios residenciales se aplican aumentos que van del 400% (R1-R21) al 900% (R33) en los precios de gas. Para los usuarios comerciales P1 y P2 los aumentos en los valores del gas en boca de pozo resultan del 70% al 100% aproximadamente, mientras en el caso del GNC el aumento es del 48%. Los nuevos valores para los usuarios residenciales están en una banda entre 0,97 USD/MMBTU y 5,1 USD/MMBTU, para los comerciales entre 0,33 USD/MMBTU y 0,86 USD/MMBTU, y para el GNC el precio del gas resulta en 2,3 USD/MMBTU.

claramente que estos precios superan ampliamente los precios que pagan las diferentes categorías de la demanda.

1.2.2. Los subsidios directos en el sector gas.

Producto de la comercialización del gas importado al mercado local a un precio más bajo que el costo de importación, los subsidios al sector energético treparon de 0,4% del PBI en 2005 a 5,8% en 2014. El crecimiento de los fondos del Tesoro Nacional transferidos a ENARSA para hacer frente al costo de importación del gas de Bolivia y el GNL fue exponencial, debido al crecimiento de las importaciones (incrementos en volúmenes x incrementos en precios). En 2014 el subsidio a ENARSA y el Plan Gas llegó a representar el 31,6% del subsidio total del sector energético y el 2,3% del PBI.

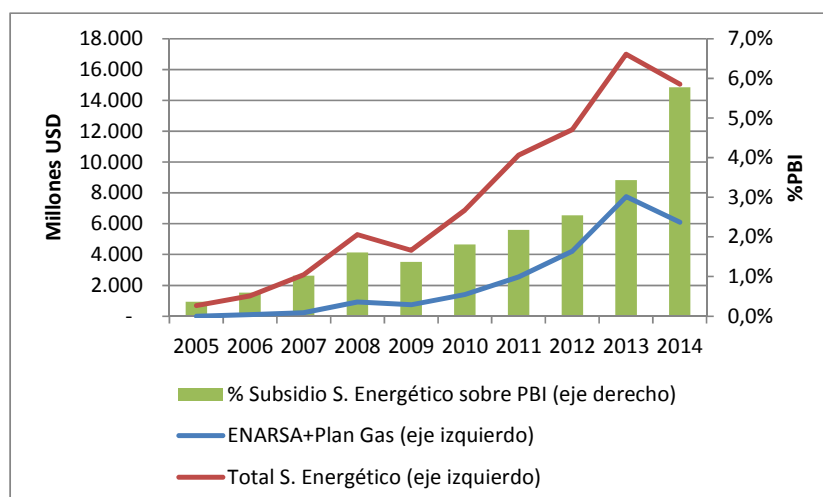


Figura 23. Subsidios directos del Estado Nacional. Otros: incluye Ente Binacional Yacypetá, Org. Provinciales, Nucleoeléctrica S.A., YCF, Fondo Fiduciario Transporte Eléctrico. Fuente: Elaboración propia en base a MECON y ASAP.

1.2.3. Tarifas Finales de Gas por Tipo de Servicio.

Actualmente existen distorsiones en los precios y tarifas en el sector, ya que los diferentes componentes tarifarios (gas, transporte y distribución) incluidos en las tarifas finales a los usuarios no reflejan en forma adecuada las diferencias de costos de prestación entre categorías de servicio (residencial, industrial, etc.). Para dar un ejemplo a esta situación, en la Figura 24 se comparan los niveles tarifarios aplicados a las categorías residencial e industrial en dos momentos: 2001 (fin de la

convertibilidad) y 2014 (actual). En el año 2001 la estructura tarifaria mostraba adecuadamente desde el punto de vista del costo de prestación en una y otra categoría y la tarifa industrial era casi la mitad de la residencial. Actualmente, por el contrario, la relación tarifaria entre esas categorías se ha invertido y la tarifa industrial supera a la residencial en un 35%. La distorsión señalada es producto de la segmentación del precio del gas incluido en las tarifas (mayor para el segmento industrial), y a la aplicación de cargos distorsivos para la financiación de las expansiones de transporte (únicamente aplicados al segmento industrial).



Figura 24. Tarifas Finales de las Categorías Residencial (R32, consumo 1000 m3/año) e Industrial (Servicio Firme) incluyen el costo del gas y los componentes regulados de los servicios de transporte y distribución. Se incluye en el componente gas de las dos categorías, el cargo fideicomiso de importación de gas, y solamente en el componente transporte de la categoría industrial, el cargo fideicomiso de expansiones del transporte. Elaboración propia en base a ENARGAS.

2. PERSPECTIVAS DE POSIBLES VIAS DE DESARROLLO DEL SISTEMA GASÍFERO 2016 -2025

En esta sección realizamos una proyección de la evolución del consumo de gas para el período 2016-2015 bajo dos suposiciones posibles: 1) siguiendo las tendencias actuales, que denominamos modelo BAU (Business As Usual) y 2) bajo la suposición que se incorporen medidas de eficiencia energética convencionales, modelos UREE (Uso Racional y Eficiente de la Energía). Varias de las medidas que se indican en esta hipótesis, forman parte de lo establecido en el Decreto Presidencial 140/2007 que declara de interés y prioridad nacional el uso racional y eficiente de la energía. De modo que la eficiencia energética se transforma en el territorio nacional en una actividad no coyuntural, sino de carácter permanente de mediano y largo plazo.

2.1. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE GAS EN EL PERIODO 2016-2025

En Argentina hay una fuerte tendencia a reducir la problemática energética a una simple cuestión de oferta. Es decir, a la búsqueda de nuevas fuentes de abastecimiento que satisfagan la demanda. Este enfoque elude un aspecto fundamental del problema, la naturaleza y rol de la demanda. En las Figura 25 se ilustra la evolución de la producción, consumo, exportación e importación de gas natural en el país.

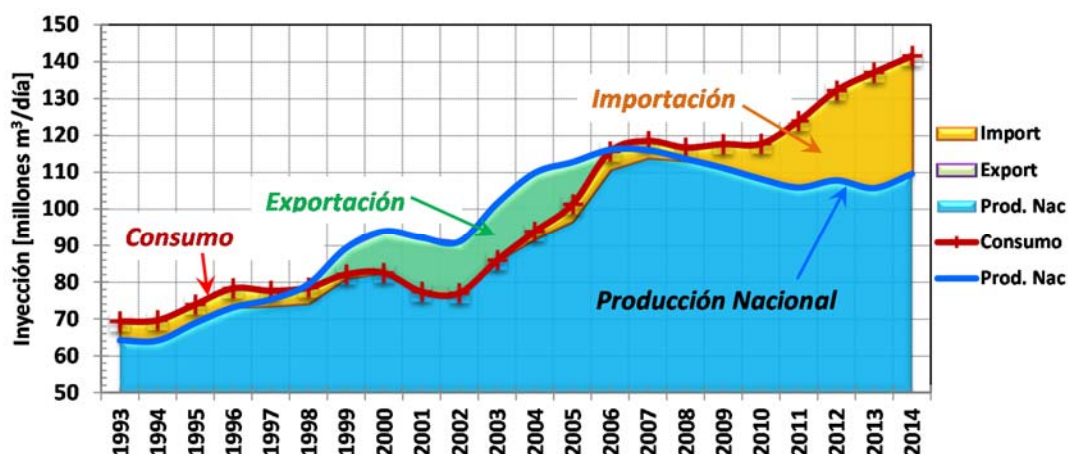


Figura 25. Evolución de la producción nacional de gas natural, el consumo y las importaciones. La curva roja con cruces representa el consumo medio diario. La suma de las áreas verde y azul la producción nacional. El área naranja la importación. Después de ser un exportador de gas, el país se convirtió en un importador neto a partir de 2006. En el 2014 las importaciones de gas fueron el 22% del consumo. Fuente de datos del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS). 22

El objetivo de la eficiencia, consiste en usar los mínimos recursos energéticos posibles, para lograr el nivel de confort deseado. Esta elección tiene sentido tanto desde el punto de vista económico como ambiental. Al usar menos combustibles para hacer las mismas actividades mitigamos las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), preservamos nuestros recursos y disminuimos los gastos en energía de los usuarios. Además, al utilizar menos energía para lograr los mismos servicios, logramos que personas de menores recursos económicos tengan acceso a estos servicios, ampliando el acceso a estos beneficios de la energía.

En esta sección se analizan varias posibilidades para lograr ahorros significativos de energía en Argentina, centrados principalmente en los servicios residencial, comercial y público. Desde luego en la industria, la generación eléctrica y el transporte también hay importantes oportunidades, pero por limitaciones de espacio, solo analizamos los casos citados más arriba. Sólo en estos sectores, los potenciales ahorros son importantes y comparables a los provistos por un nuevo yacimiento de gas o a los volúmenes de gas que el país importa. Estos ahorros se producen tanto en los consumos medios como en los picos. Esto último es muy importante en términos de producir un mejor funcionamiento del sistema, disminuyendo los cortes de servicios y aumentando la seguridad de abastecimiento.

En la Figura 26, se ilustra la distribución del consumo de gas natural a nivel nacional para el año 2013. Un aspecto notable es que aproximadamente el 45% de la energía se pierde en distintos tipos de ineficiencias. Por otra parte, la fracción de energía que el país importa es del 27% del total. Usando tecnologías maduras y en uso de eficiencia, tanto dentro como fuera del país, sería posible recuperar al menos 22% de estas pérdidas

Sistema de Gas Nacional 2013

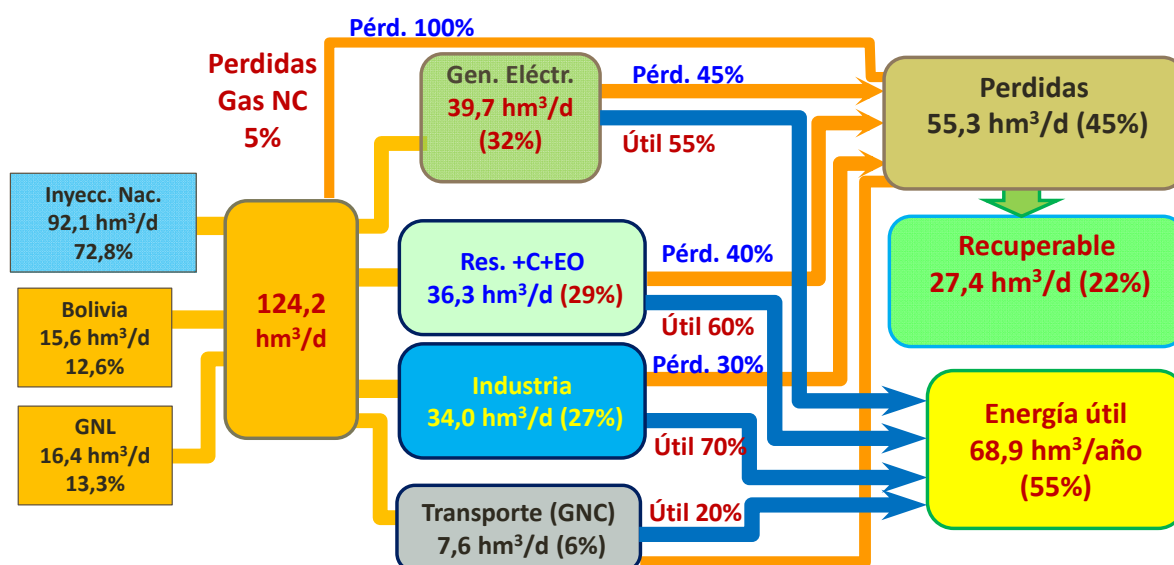


Figura 26. Camino del gas natural en Argentina. Como se ve, alrededor de 45% de la energía se pierde en distintos tipos de ineficiencias, la unidad hm^3/d es igual a millón de $\text{m}^3/\text{día}$.²³ En 2014 las importaciones de gas alcanzaron en promedio 31,5 millones de $\text{m}^3/\text{día}$ o sea el 22,6% de consumo total.

Hay muchas oportunidades de mejorar la eficiencia en el uso de la energía. *Los avances en la eficiencia además de disminuir nuestras importaciones, también contribuirían a mejorar la competitividad de nuestros productos en el mundo.*

Como se aprecia en la Figura 27, en Argentina aproximadamente un tercio de toda la energía usada se emplea en viviendas y edificios comerciales y públicos. Con tecnologías existentes, se podría reducir este consumo a la mitad. En nuevas viviendas el incremento de los costos para lograr estas reducciones en consumo es muy moderado y se amortiza en pocos años.

Una ventaja adicional del Uso Racional y Eficiente de la Energía (UREE), es que para aprovecharlo no son necesarias grandes y costosas obras de infraestructura. Si se descubriese una gran reserva de gas en algún punto de la cordillera, desde luego sería una muy buena noticia. Sin embargo, para aprovecharla sería necesaria una gran inversión para extraer ese gas, luego transportarlo a los centros de consumo y, finalmente, ampliar las redes de distribución en los centros urbanos para llegar a los usuarios o construir nuevas centrales eléctricas. El UREE, al disminuir los consumos por usuario, nos libera partes de la infraestructura ya existente para que más personas o industrias tengan acceso a la energía liberada, sin necesidad de invertir en costosas ampliaciones y sin agregar emisiones.

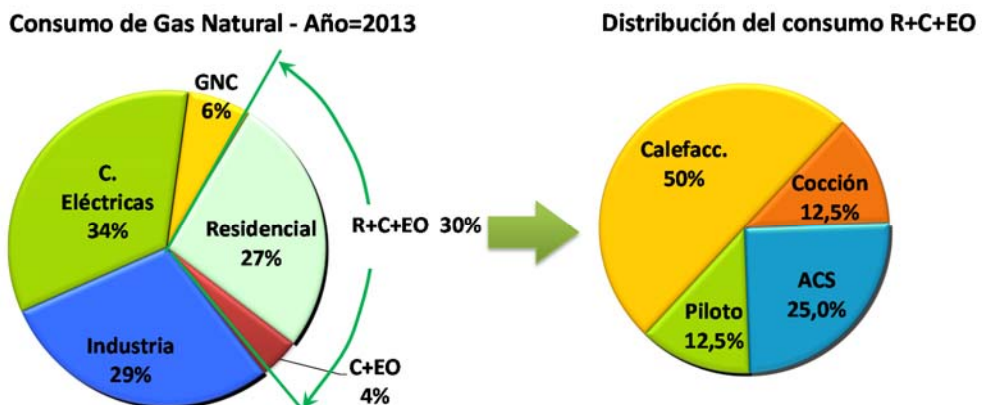


Figura 27. Distribución del consumo de gas. Año 2013. Aquí ACS significa agua caliente sanitaria. C. Eléctricas, corresponde a centrales eléctricas, el 34% del gas natural se usa en general en electricidad y el 29% en uso industrial. GNC se refiere al gas natural comprimido usado en transporte.

2.3. Posibilidades de generar ahorros de energía en Argentina

La experiencia internacional indica que una de las formas más rápidas y económicas de superar una situación energética crítica, es racionalizar y eficientizar el consumo, cosa que para el gas en Argentina es posible. En esta nota se discuten varias alternativas de ahorro de gas natural y energía en general, focalizadas principalmente en los consumos residencial, comercial y entes oficiales, como modo de ilustración de los potenciales ahorros que se pueden alcanzar. En particular los volúmenes de gas que así se ahorrarían son mayores que los volúmenes de gas importado.

2.4. Consumo de gas en viviendas

Las componentes del consumo de gas natural para uso residencial (R), comercial (C) y público o entes oficiales (EO), en Argentina son de carácter ininterrumpibles y tienen características similares. Estas componentes del consumo son fuertemente termodependientes. La suma de los consumos R+C+EO constituyen aproximadamente el 30% del total del consumo de gas en Argentina (Figura 25).

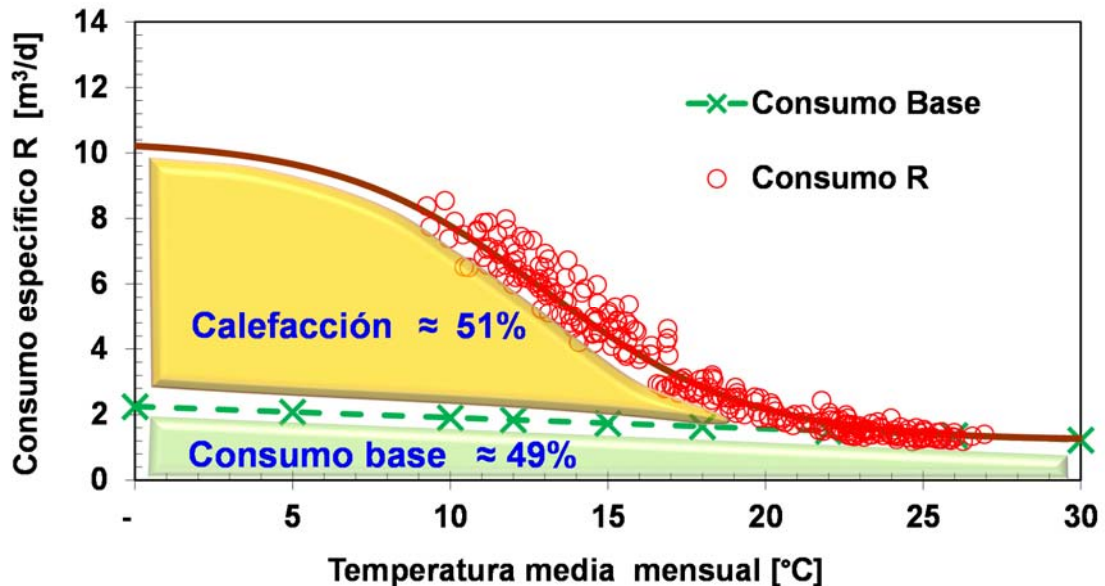


Figura 28. Variación de los consumos específicos R (residencial, círculos). La línea de puntos es una extrapolación del consumo base y muestra su dependencia con la temperatura. Los consumos

específicos que se grafican son los promedios diarios mensuales como función de la temperatura media mensual.² El área sombreada indica el consumo asociado con la calefacción. Los datos corresponden a todo el país, entre los años 1993 a 2014, exceptuando la zona sur del país.⁷

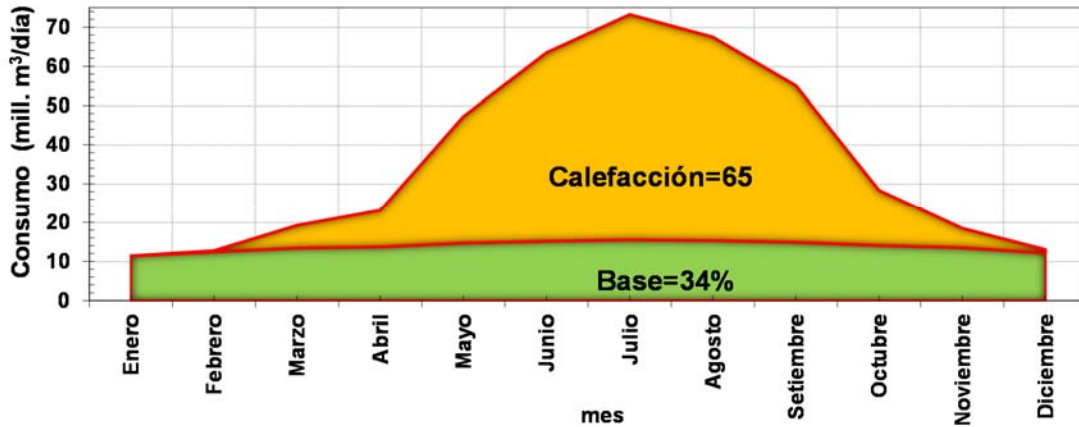


Figura 29. Consumos diarios promedio R+C+EO a lo largo del año 2013. Los consumos de los meses de verano permiten caracterizar los *consumos base*. Si se atribuyen los consumos adicionales en los meses más fríos al uso de calefacción, se puede ver que el consumo de calefacción de edificios varía entre el 55% y el 65% del total del consumo R+C+EO, dependiendo de la rigurosidad del invierno de cada año. Los datos corresponden a todo el país. Fuente de datos ENARGAS.¹

En la Figura 28 se muestra la variación del consumo específico medio, esto es el consumo por usuario y por día, en función de la temperatura para los usuarios residenciales (R). En esta figura se presentan los datos correspondientes a todo el país. La Figura 28 puede interpretarse de la siguiente manera: a altas temperaturas el uso de gas residencial se reduce a cocción y calentamiento de agua, que a altas temperaturas ($T > 20^{\circ}\text{C}$) tiende a un valor aproximadamente constante. Este consumo, asociado a la cocción y calentamiento de agua lo denominamos *consumo base*. A medida que la temperatura desciende por debajo de unos 17°C , comienzan a encenderse paulatinamente los calefactores. Cuando todos los calefactores de una vivienda están encendidos, el consumo alcanza un valor de saturación, para $T < 5^{\circ}\text{C}$. Si se extrapola el consumo base ($T > 20^{\circ}\text{C}$) a bajas temperaturas, puede separarse el consumo base de calefacción a todas las temperaturas, como se ilustra en la Figura 29. En el caso de los usuarios residenciales, el consumo se divide en dos partes similares entre el consumo base y el de calefacción.

Asimismo, si se grafica el consumo medio total para todos los usuarios R+C+EO, para todos los meses de un año, es posible separar el consumo asociado a calefacción del consumo base. En la Figura 29 se muestra la variación de este consumo total en todo el país a lo largo del año 2013. En la combinación de consumos R+C+EO, la fracción de gas

destinado a calefacción varía entre el 55% y el 65% del total, sugiriendo que los usuarios comerciales y los oficiales, usan una proporción mayor de gas en calefacción que los residenciales.

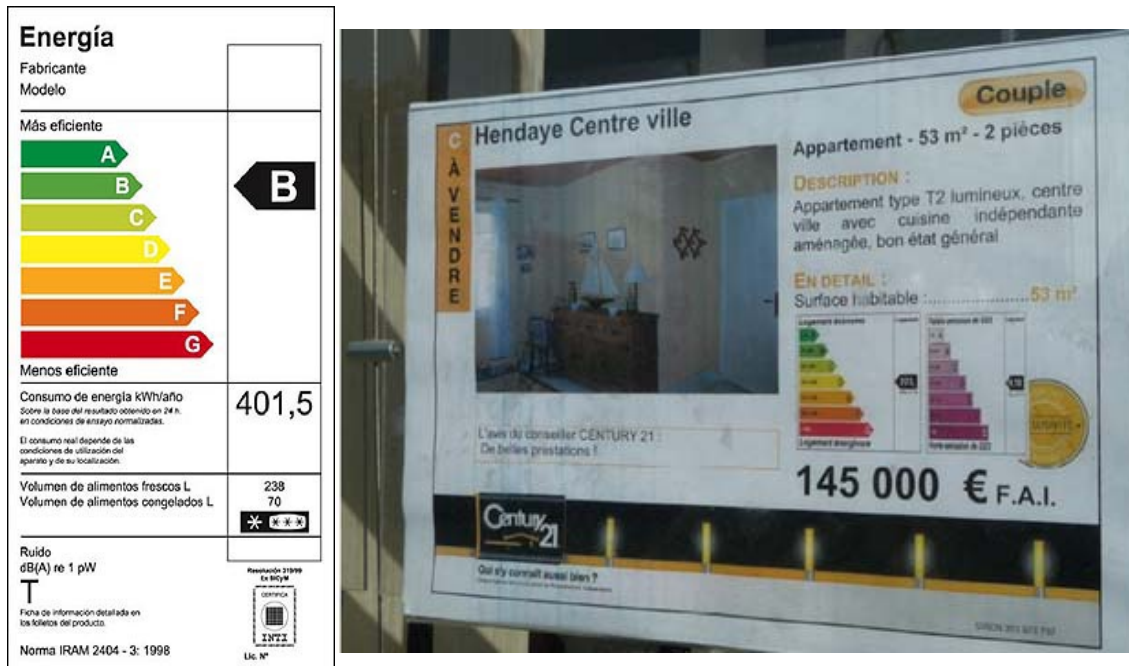


Figura 30. Distintos modelos de etiquetas con información sobre el producto y su rendimiento. A la izquierda, etiqueta de eficiencia de heladeras de Argentina. A la derecha, etiqueta de eficiencia de un departamento en Francia, junto a las características del mismo.

Mejoramiento en la aislación de casas y edificios: Varios estudios²⁴ indican que mejorando la aislación térmica de las paredes exteriores y techos con aislantes convencionales (lana de vidrio, poliuretano expandido de alta densidad, etc.), y sobre todo utilizando diseños constructivos adecuados, se puede disminuir la conductividad térmica en un factor de 4 o más. Otra mejora importante se puede lograr en ventanas con doble vidrio o doble vidrio hermético (DVH), que permiten en promedio una mejora importante en aislación respecto del vidrio simple. Desde luego, el uso de burletes de goma o similares pueden disminuir significativamente las infiltraciones de aire. Un factor 4 en la aislación térmica de viviendas, tendría un impacto en el consumo de energía para calefacción de magnitud similar. Esta mejora en la envolvente térmica también disminuiría los requerimientos energéticos de refrigeración. Actualmente en Argentina existe una norma IRAM de etiquetado de aislación térmica de envolventes, IRAM 11900. Dado que es siempre necesario una renovación de aire en las viviendas, del orden de dos veces el volumen por hora, esto demanda un consumo adicional. Si bien existen numerosas tecnologías para hacer esta renovación muy eficiente,

puede sostenerse que un ahorro del orden del 50% de los valores actuales es muy factible. Desde luego, esto es mucho más simple y económico de implementar en nuevas viviendas y edificios, aunque también es viable en viviendas ya construidas. La experiencia Europea ilustra claramente esta posibilidad. En nuevas construcciones, el costo adicional de mejorar la aislación térmica de las envolventes podría estimarse en un 5 al 7% del costo. En muchos países los costos adicionales de mejoras en eficiencia son financiados a tasas diferenciales, para promover su empleo. A medida que la práctica de uso se extiende, los costos de la aislación también disminuyen.²⁴

Usando tecnologías disponibles en el mercado local, y de amplia difusión en la mayoría de los paises desarrollados, es posible reducir los consumos en calefacción y refrigeración en un 50% y más. El incremento en costo de la construcción para llegar a estos niveles de ahorro, sería del orden de 2 al 5% superior que si se construyera la misma vivienda convencional.

Por otra parte, con mejor aislación térmica, los artefactos requeridos para calefaccionar y refrigerar estos ambientes serían concomitantemente menores, lo que implicaría mayores ahorros. Desde luego, la mejor aislación de la envolvente es sólo un aspecto de mejoras en eficiencia de una vivienda. Con un buen diseño y siguiendo las pautas de una construcción sostenible, es posible lograr ahorros mayores. De hecho en varios países ya se construyen viviendas de *energía neta cero* (*zero net energy*), que tienen un consumo de energía neto cercano a cero.

En Argentina el consumo de gas para calefacción es del orden de los 6 m³/día -en los días fríos- tal como se ve en la Figura 26. Si se realizaran tareas que mejoren la aislación térmica, haciendo la suposición conservadora, que las mejoras en aislación térmica redujesen las pérdidas en un factor 2, el consumo en calefacción disminuiría en el mismo factor, o sea pasaría de 6 m³/día a unos 3 m³/día. Una mejora de este orden significaría, a nivel nacional, *ahorros del orden de 22,5 millones de m³/día*, si los 8 millones de usuarios de gas por redes adoptaran estas mejoras. La implementación parcial de estas medidas, de todos modos generaría ahorros, que tendrían directa relación con la proporción de viviendas mejoradas. Este volumen de gas es equivalente al 67% de las importaciones. Si esta práctica se promoviera, con acciones como el etiquetado obligatorio y créditos especiales para promover la eficiencia, a una tasa de cambio de 5% de las viviendas, implicaría una reducción anual de *1,2 millones de m³/día* por año en forma acumulable.

Otras estimaciones independientes, arrojan ahorros muy significativos por la implementación de mejoras en la aislación térmica de viviendas. En particular el grupo de INTI Construcciones concluye:²⁴ “Como resultado se llegó a un ahorro del 43% aproximadamente, aislando muros y techos, valor que puede superar el 50% si también se emplea doble vidrio hermético en las carpinterías” .

Así, queda clara la importancia de hacer los esfuerzos necesarios para corregir las malas prácticas constructivas. En ese sentido un ahorro muy significativo, se puede lograr siguiendo las

pautas de la norma IRAM 11 605 (Acondicionamiento térmico de edificios). Asimismo, la norma citada de etiquetado de eficiencia energética para las viviendas, norma IRAM 11 900, representa un paso muy importante, ya que más allá de las mejoras que puedan hacerse (que sin duda es perfectible) disponer de esta herramienta es muy importante. La tarea que queda es reglamentar la misma y hacer su cumplimiento mandatorio. Si todos los constructores se ven obligados a exhibir la etiqueta de eficiencia energética, como ya ocurre en gran parte de Europa y EE.UU, lo más importante de disponer de un etiquetado en eficiencia de la vivienda, es que permitiría a los usuarios, a la hora de comprar o alquilar una casa, conocer el nivel de gastos en calefacción y refrigeración. De este modo los usuarios comenzarían a demandar viviendas más eficientes y los constructores, al tener que mostrar el nivel de eficiencia de sus construcciones, se verían estimulados a mejorar la aislación térmica de las mismas. Así se generaría un círculo virtuoso, que ya se observa en el caso de artefactos domésticos, que al etiquetar los mismos, se produce una fuga hacia la calidad y eficiencia.

Etiquetado de artefactos a gas: Uno de los primeros pasos para integrar a los usuarios al uso racional de la energía, es informarlos sobre las condiciones de eficiencia de los artefactos que pueden adquirir en el mercado. Es crucial comprometer e involucrar a los usuarios en un programa de racionalización en el uso de la energía. Los usuarios deben tener la mejor información posible a la hora de elegir un artefacto que vaya más allá de las consideraciones estéticas, de precio y de seguridad. En este sentido es importante educar y concientizar al usuario para que evalúe la conveniencia de elegir un artefacto con buena eficiencia, ya que esto no sólo genera un beneficio económico a largo plazo, sino que además asume responsabilidad por el cuidado del medio ambiente en el momento de elegir. En ese sentido, son oportunas las acciones que se están realizando en el ENARGAS, de revisar la normativa de artefactos a gas. La nueva normativa incorpora el etiquetado en eficiencia en los artefactos a gas de uso doméstico más frecuentes en la Argentina: cocinas, calefones, termotanques y calefactores de tiro directo y balanceado. Este es un aporte útil para estimular a los usuarios a un uso más eficiente de la energía en Argentina.²⁵ Un aspecto importante de las nuevas normas es que se incluyen en la determinación de las eficiencias los efectos de pérdidas de energía como así también los consumos pasivos. Esta política se corresponde con la de la Secretaría de Energía de la Nación, que viene trabajando sostenidamente para implementar el etiquetado en electrodomésticos en el país.

El remplazo de los gasodomésticos actuales, por los modelos más eficientes, Categoría A, podría aportar ahorros del orden del 10% en calefactores y termotanques, y *hasta del 25% en los calefones* que eliminan el piloto convencional y lo remplazan por sistemas de encendido electrónico.⁵ Por supuesto, para aprovechar las mejoras en eficiencia de los *artefactos de calefacción*, es necesario coordinar con las mejoras en las envolventes térmicas de las viviendas.

Uso de sistemas de calentamiento de agua híbridos: estos sistemas de calentamiento de agua híbridos, utilizan energía solar (térmica) combinada con algún combustible (gas natural, gas licuado de petróleo (GLP) o electricidad). En especial en regiones que no tienen acceso a las redes de gas natural, esta alternativa contribuiría a lograr significativos ahorros en el presupuesto que las familias destinan a la compra de GLP o electricidad.

El consumo de gas para el calentamiento de agua sanitaria (ACS) es aproximadamente la mitad del consumo base. Por lo tanto se estima que el volumen de gas por usuario usado para este fin es de 1 m³/día. A esto habría que asociar 0,5 m³/día asociado al piloto en el caso de estos equipos actuales. Si además de los usuarios residenciales conectados a la red de gas natural (7,7 millones de usuarios), consideramos los usuarios de gas licuado, no conectado a red (entre 3 a 4 millones), el número total de usuarios de gas o combustible equivalente, es de unos 11 millones. De este modo el consumo asociado al calentamiento de agua en Argentina es de aproximadamente **16 millones de m³/día** de gas equivalente, incluyendo los usuarios de GLP.

Si al consumo de agua caliente por parte de los usuarios residenciales, agregamos el consumo en este rubro de los usuarios comerciales y de entes oficiales, debemos agregar unos 6 millones de m³/día.²⁶ De este modo, la energía usada en calentamiento de agua en Argentina es del orden de los **22 millones de m³/día de gas equivalente**. En otras palabras, la energía usada en calentar agua en Argentina para uso sanitario equivale al 65% de las importaciones, y tiene un costo marginal anual de *5 mil millones de dólares al año* (suponiendo un costo de 15 USD/MMBTU).

La irradiación solar media en Argentina es de unos 4,5 kWh/m². Este valor es una media para toda la región central y norte del país, donde se concentra más del 90% de la población. Con un colector solar de 3,5 m² de área, la energía solar que le llega es equivalente al gas natural que una familia necesita para calentar el agua caliente que necesita. En otras palabras, ***en solo 3,5 m², el Sol aporta el equivalente del gas requerido para calentar toda el agua sanitaria que usamos.***

2.5. Ahorro de gas en el calentamiento de agua sanitaria.

Este problema fue analizado en varios trabajos^{27,27} cuyas conclusiones pueden resumirse a través de un plan de cambio de artefactos de calentamiento de agua, calefones y termotanques, de los actuales a los nuevos, que incluye tres aspectos:

A) Cambio de los equipos convencionales a los más eficientes en el mercado, es decir los equipos que tienen etiqueta A en eficiencia energética, según las Normas Argentinas de Gas implementadas por el ENARGAS.

B) Incorporación de dispositivos economizadores de agua, que tienen gran difusión en Europa y EE.UU. y que reducen el consumo de agua entre 35% a 50%.

C) Introducción de calentadores de agua solares a una fracción del orden del 25% de los usuarios.

Suponiendo que el 25% de los usuarios residenciales adopta sistemas solares híbridos; que el resto pasa a clase A sus equipos convencionales y suponiendo un ahorro de agua del orden del 35%, el ahorro en consumo de gas residencial es de unos 7,7 millones de m³/día. Lo notable de este ahorro es que se produce en el consumo base, es decir el que ocurre todos los días y por lo tanto afecta al consumo medio. Es decir, se podría lograr un 23% de ahorro en las importaciones actuales. Los resultados indican que con una moderada inversión inicial, aun si el estado subsidiase gran parte del programa de cambio, los ahorros en gas importado suplirían con crese los costos del recambio. El costo promedio de este cambio, incluyendo instalación es del orden de unos 500 USD/usuario. 30% del consumo base equivale a un ahorro de unos 200 m³/año, a un costo marginal de 15 USD/MMBTU, este costo se amortiza en 5 años. Si por otro lado se promoviese el cambio a través de un financiamiento de varios años, el costo del recambio se haría a un costo considerablemente menor, ya que solo sería necesario subsidiar a aquellos usuarios de menores recursos, mientras que el resto lo haría usando la financiación. Asimismo, se lograría mejorar y modernizar los artefactos que usan los habitantes de país, estimulando un importante desarrollo industrial y económico y un incremento en las exportaciones del GLP (Gas Licuado de Petróleo).^{26,28}

2.6. Ahorro de energía a través de la regulación racional de los termostatos

Un modo simple de lograr importantes ahorros tanto en gas como en electricidad, o sea en calefacción y refrigeración, consiste en fijar adecuadamente las temperaturas del termostato de los equipos de calefacción y refrigeración, respectivamente. Varios estudios indican que bajar en un 1°C el termostato en invierno puede generar ahorros del 10% al 20% del consumo de calefacción, dependiendo de la zona región bioclimática del país.²⁹ De igual forma, aumentar en 1°C el termostato en los acondicionadores de aire, puede generar un ahorro de energía superior al 20%. En la zona central de la Argentina, donde se concentra alrededor del 90% de la población, estos ahorros son del 20% en invierno y del 25% en verano. Dado que el consumo de energía primaria usada en calefacción y refrigeración de edificios en el país es del 18% del total, una simple medida consistente en variar 1°C las temperaturas de los equipos, aportaría un 3% al 4% de ahorro del consumo total. Además, este ahorro se lograría en los picos de consumo, contribuyendo a mitigar los cortes de suministro. Solo en el caso de la calefacción a gas, en los días de mayor frío, cuando el consumo por calefacción alcanza unos 50 millones de m³/día, se podrían esperar ahorros del orden de los 5 millones de m³/día, es decir este ahorro ocurriría durante los picos de consumo. Desde

luego este ahorro se produciría en los días de mayor frío, es decir afecta el consumo pico. Se muestra así la importancia de impulsar un programa orientado a monitorear y regular cuidadosamente la temperatura a las que se fijan los termostatos, en invierno y en verano, como así también la importancia de establecer normativas que estimulen el uso racional y eficiente de la energía.

2.6. Mitigación del sobre-consumo en el Sur del País

En el sur de la Argentina se observa que para la misma temperatura, el consumo por usuario es aproximadamente el doble que en el centro y norte del país.^{30,31,32} Este exceso de consumo es una consecuencia no deseada del sistema de subsidios actuales.

En la Figura 31 se muestra el consumo residencial específico (por usuario) en la zona sur del país, abastecida por Camuzzi Gas del Sur S.A. En la misma figura, con círculos rojos se muestran los mismos datos para la zona central y norte del país. Se observa que el consumo específico para cada temperatura, en el sur es prácticamente el doble que en el resto del País.

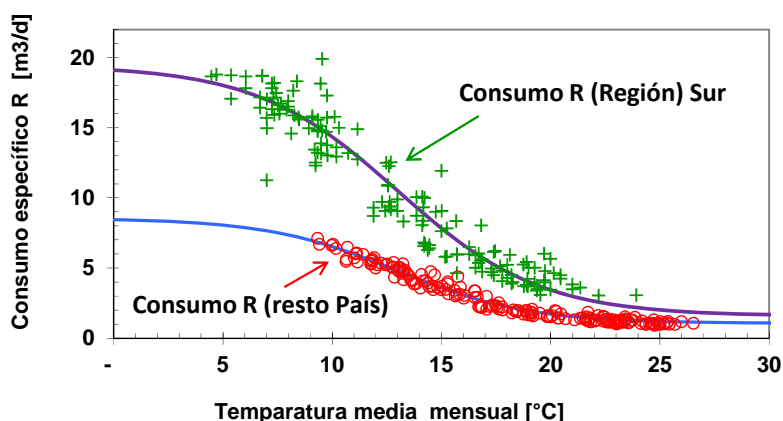


Figura 31. Variación de los consumos específicos residenciales en función de las temperaturas medias mensuales. Los símbolos circulares (rojos) representan los consumos residenciales específicos en todo el país, exceptuada la Zona Sur. Las cruces (verdes) representan los consumos específicos (R) observados en la Zona Sur. Las líneas continuas son las predicciones del modelo de consumo.

Este patrón de consumo puede explicarse por la diferencia de tarifas. El precio del gas natural en la zona sur es prácticamente la mitad del resto del país y los subsidios existentes lo reducen aún más respecto del valor en otras regiones. Nótese, como hecho más importante a destacar, que este incremento de consumo de la zona sur, respecto del resto de la Argentina, se observa a una misma temperatura, es decir, que para un mismo escenario térmico los usuarios residenciales del sur consumen el doble que el resto de los usuarios. El sur con 6,7% de los usuarios totales, consume el 24% del gas del país, y esto no es solo una consecuencia de menores

temperaturas, sino de un uso no eficiente como se ve de la Figura 31 y numerosos estudios.^{31,31,32} En realidad, por efecto térmico solamente, el sur debería ce consumir del orden del 13% del consumo total, el resto es consecuencia del mal uso de la energía.

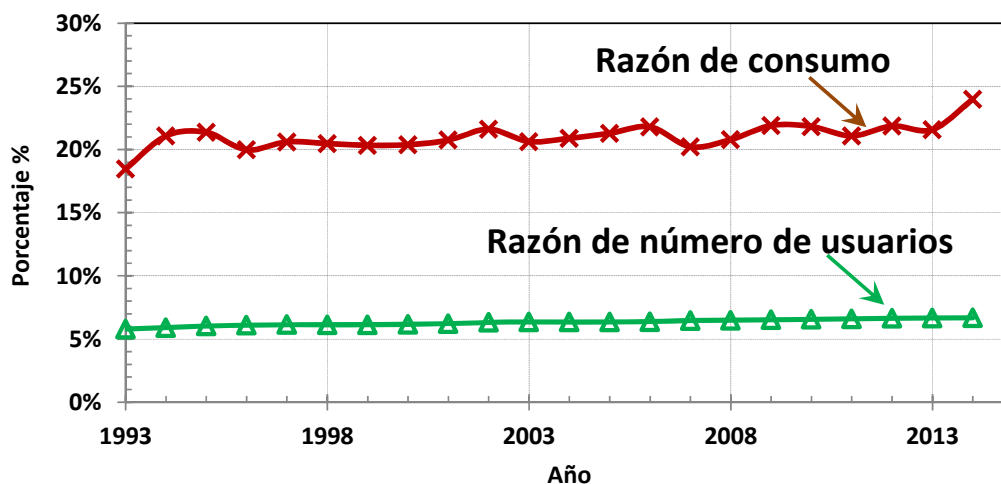


Figura 32. Relación del número de usuarios de sur relativo al número total de usuarios en el país, triángulos verdes (valor medio 6,3%). En cruces rojas, relación del consumo del sur respecto del total del país (valor medio 21%). Elaboración propia, datos de ENARGAS.

En el sur las temperaturas medias son menores que en el resto del país, esto se ve reflejado en que los datos de consumos específicos de la zona sur se agrupan con mayor frecuencia (probabilidad) en la región de más bajas temperaturas (Figura 29). Es interesante notar que el sobreconsumo es del orden de **6 millones de m³/día** en los días de mayor consumo (es decir, un sexto de las importaciones).^{31,31,32}

En la tabla siguiente se resumen los potenciales ahorros que podrían lograrse con la implementación parcial al 25%, 50% y 75% de estas medidas.

Implementación	25%	50%	100%	millones de m ³ /día
Agua Caliente	1,92	3,85	7,7	Promedio
Uso racional de los termostatos	1,25	2,5	5	Picos
Moderación del consumo por incremento de tarifas.	1,25	2,5	5	Picos
Sobreconsumo en el sur	1,5	3	6	Picos
Mejoras en la aislación térmica de viviendas	2,81	11,25	22,5	Picos
Total de Ahorro	1,92	3,85	7,7	Medio
Total de Ahorro	9,6	19,25	38,5	pico

Tabla 1. Potenciales ahorros por aplicación parcial de las medidas propuestas. Los ahorros están indicados en millones de m³/día y referidos a los consumos de 2015. En la última columna se indica si estos ahorros afectan el consumo base o medio o lo consumos picos. Los ahorros incluyen los ahorros en GLP, incluidos en m³

equivalentes de gas natural. Por último, en las dos filas inferiores se indican los potenciales ahorros totales en los valores medio y picos.

La magnitud de estos ahorros es muy importante, aún en los escenarios de menor implantación (25%), constituye un 29% de las importaciones. A un costo marginal del GNL de 15 USD/MMBTU equivale a unos 5,1 Millones de USD/día. Para el caso del agua caliente, una implementación de 25% implicaría un ahorro anual de unos 375 millones de USD/año.

2.7. Proyección del consumo R+C+EO para el período 2015-2025

En la sección 1.1.4 analizamos la características del consumo por usuario para el sector Residencial, Comercial y Entes Oficiales. Vimos que los mismos son fuertemente temodependientes. Sin embargo el número de usuarios tiene una dependencia más suave, como lo indica la Figura 10.

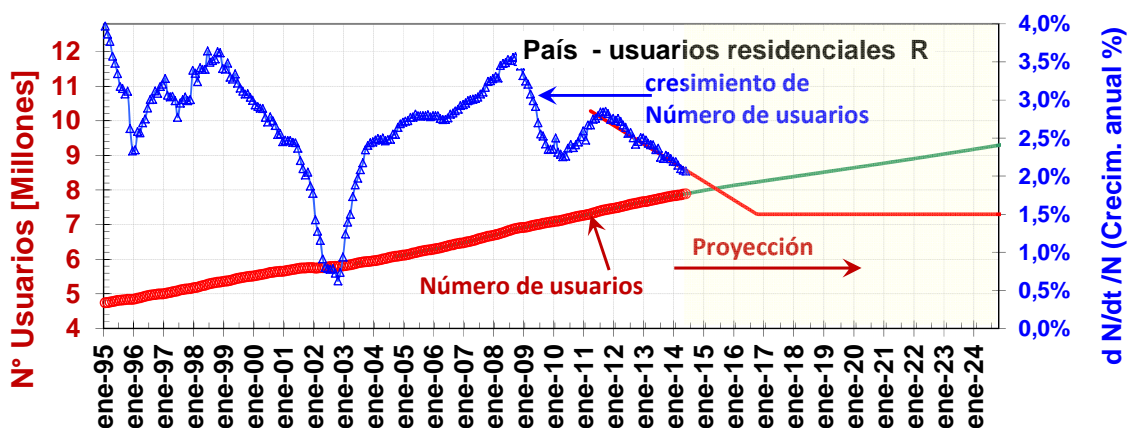


Figura 33. Variación del número de usuarios R, en el ámbito de todo el país, círculos rojos, referidos al eje vertical izquierdo. Con triángulos azules, se representa en crecimiento del número de usuarios, referido al eje vertical derecho. La zona sombreada indica la proyección supuesta para la próxima década. Fuente: elaboración propia en base a datos publicados por ENARGAS.⁷

En la Figura 33 mostramos la variación del número de usuarios R en el ámbito de todo el país y también su crecimiento. Se observa que este crecimiento se vincula con los ciclos económicos del país. En promedio el crecimiento fue del orden del 2,5%, pero en los últimos años tuvo una tendencia a la baja. Aquí suponemos que hacia fines de 2016, esta tendencia decreciente se acabará y el crecimiento se estabilizará en una tasa de 1,5%. Una vez establecida esta hipótesis, es posible proyectar la variación de número de usuarios para la próxima década, como se ilustra en la Figura 33.

De manera análoga, suponemos que el crecimiento de usuarios C+EO crecerá en la próxima década a una tasa de 1%.

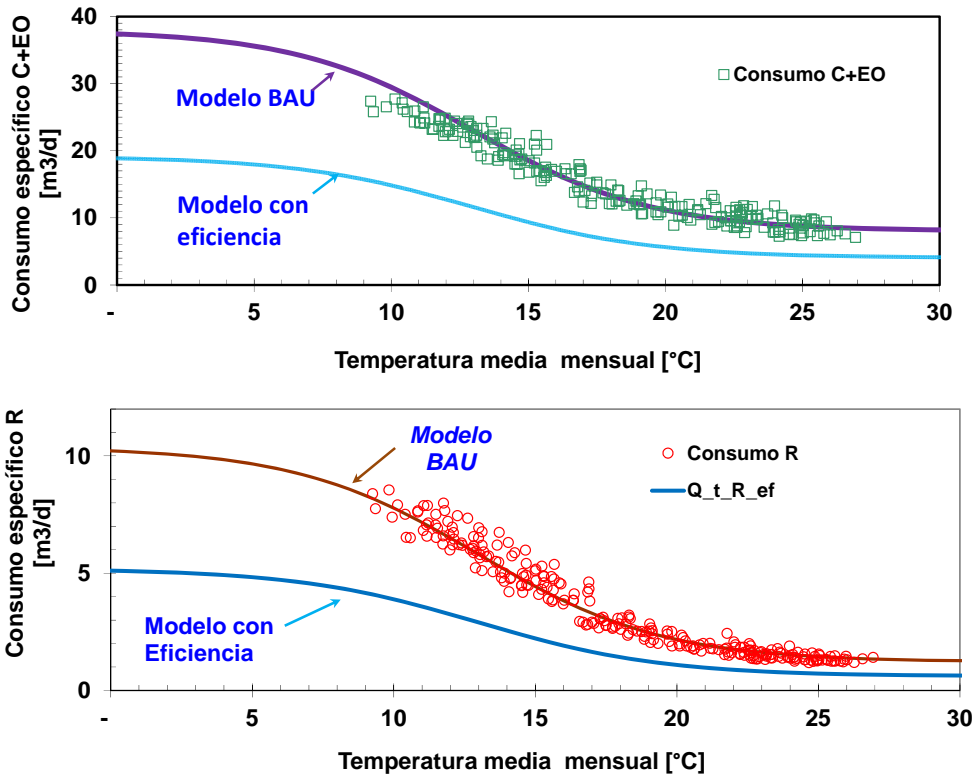


Figura 34. Consumos específicos o consumo por usuario C+EO (gráfico superior) y usuarios R (gráfico inferior) como función de la temperatura efectiva. Los círculos rojos representan los consumos R, los cuadrados verdes, son la combinación de consumos C+EO. El modelo BAU se indica con la línea gruesa oscura en cada caso. La línea azul, indicada como modelo eficiente o UREE, representa los consumos por usuarios si ellos adoptan medidas de uso eficiente. Fuente: elaboración propia en base a datos publicados por ENARGAS.⁷

Si bien no es posible conocer las temperaturas del futuro, es razonable suponer que los escenarios térmicos que se prestarán en el futuro, a unos 10 años vista, serán similares a los que han ocurrido en los años recientes.

Por último debemos hacer alguna suposición sobre el consumo por usuario. En la Figura 34, se ilustran dos modos posibles de comportamientos:

1. **Modelo Business as usual (BAU).** En este caso suponemos que los consumos por usuarios permanecen inalterables, iguala la tendencia histórica.
2. **Modelo con incorporación de eficiencia (UREE).** En este caso suponemos que los usuarios, incitados por una política activa de búsqueda de la eficiencia, adoptan pautas de uso eficientes de la energía, como las discutidas en las secciones anteriores. Este modelo se ilustra en la misma figura para los usuarios R y +EO.

Actualmente en *factor de carga (FC)* ^{§§§} para los usuarios R+C+EO es de 0,40, lo cual es un dato importante para el funcionamiento del sistema de gas. Los consumos medios son relativamente simples de obtener. Conociendo la proyección de número de usuario, Figura 33 por ejemplo para el caso de residenciales, y su consumo medio, los volúmenes medios a futuro pueden obtenerse. Por otra parte, los valores de pico pueden estimarse conociendo los factores de carga (*FC*) como:

$$Q_{pico} = \frac{Q_{medio}}{FC} \text{ y } \Delta Q_{pico} = Q_{pico} - Q_{medio} = Q_{medio} \left(\frac{1}{FC} - 1 \right). \quad (1)$$

Para el caso de Argentina, dado que los picos de corta duración (menos de 10 día) se pueden administrar con cortes de suministro para usuarios interrumpibles o con inyección de GNL desde Escobar, por lo que resulta conveniente definir un *factor de carga efectivo (FC_ef)*, que logre que los consumos superen la máxima capacidad de transporte por los gasoductos troncales que vienen desde el interior y Bolivia en no más de 10 días, como se ilustra en la Figura 35. Con este criterio la capacidad de transporte puede optimizarse operacionalmente y económicamente. Si se pretendiera tener una capacidad de transporte que cubra todos los picos, una buena parte de esta infraestructura estaría inutilizada gran parte del año. Por otra parte, la infraestructura presente en Escobar, ya existe y no requiere inversión adicional, excepto su mantenimiento.

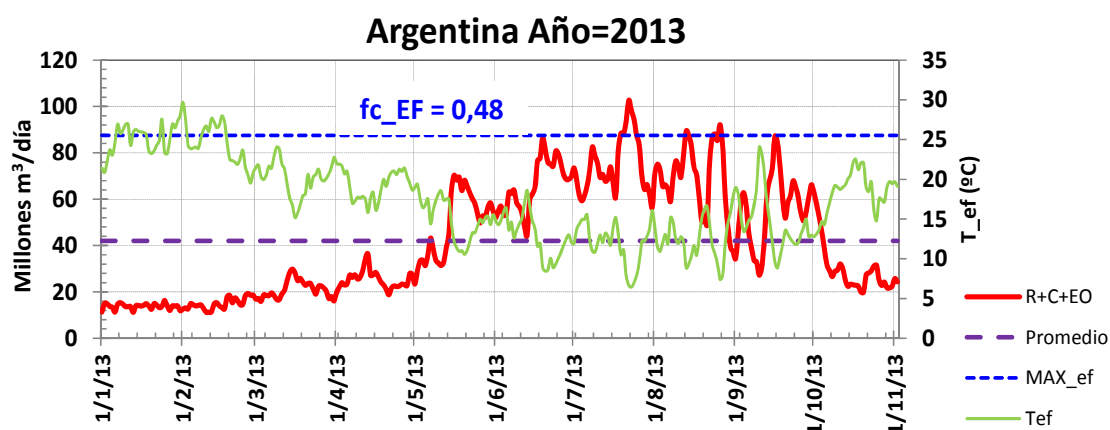


Figura 35. Evolución del consumo R+C+EO diarios para todo el país para el año 2013. Con un factor de carga efectivo $FC_{ef}=0,48$, los picos de consumo no exceden de 10 días al año. La curva roja es el consumo diario, la línea verde, referida al eje vertical derecho es la temperatura promedio de la región de GBA. La línea de trazos violeta es el consumo medio (Q_{medio}) y la línea de puntos azul, el máximo efectivo: (Q_{medio}/FC_{ef}).

^{§§§} El factor de carga se define como el cociente entre el consumo medio anual y el consumo de pico. Un factor de carga cercano a 1 indica un uso estable a lo largo de año, en cambio uno mucho menos que 1, indica un uso con mucha intermitencia y con fuertes picos.

En nuestro modelo UREE supondremos que a partir de 2016 se adopta un plan de mejoras, que a lo largo de 15 años, en forma progresiva logra que 75% de los usuarios adopten medidas de uso eficiente. Bajo estas hipótesis obtenemos la proyección de consumo que se indica en la Figura 35.

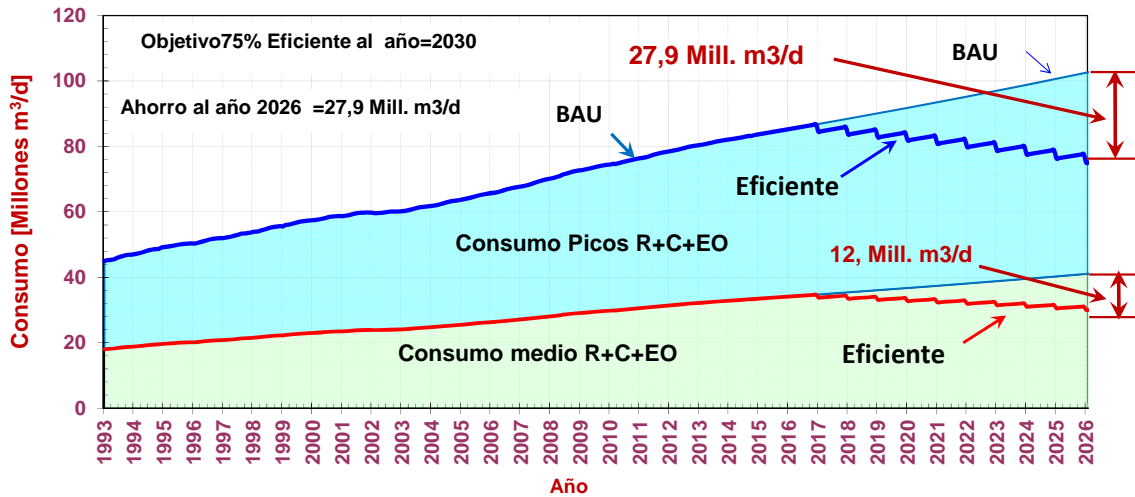


Figura 36. Evolución del consumo total de gas natural asociado a los usuarios R y C+EO como función del tiempo hasta el año 2026. Se presentan las expectativas de consumo para el caso de “business as usual” (BAU) e incorporando eficiencia. Con estas medidas de eficiencia los ahorros medios esperados para el año 2026 serían del orden del 12 millones de m³/día sólo en este sector del consumo, lo ahorros en los picos serían de 27,9 millones de m³/día. Cálculo realizado usando un FC=0,40.

Como se observa en la Figura 36, con estas medidas de eficiencia los ahorros medios esperados para el año 2026 serían del orden del 12 millones de m³/día sólo en este sector del consumo (R+C+EO), pero la reducción de los picos sería de 15,9 millones de m³/día, la suma de ambos en los picos, alcanzaría 27,9 millones de m³/día. Como se ve los ahorros medios son muy importantes, pero la seguridad y funcionamiento del sistema mejoran considerablemente al reducir el efecto de los picos. Esto recude la necesidad de ampliaciones de transporte y de distribución, al mismo tiempo que hace al sistema menos vulnerable a los cortes de suministro.

Proyección del consumo GNC

En la Figura 33 se muestra la variación observada del consumo de GNC en todo el país a partir de 1993. Como se ve, este consumo no es termodependiente, aunque si presenta una estacionalidad, disminuyendo en los meses de verano. En esta figura se ve también el crecimiento del consumo. Hay cierta indicación, que el consumo de GNC aumenta en periodos de crisis y cuando la diferencia de precio entre los combustibles líquidos y el GNC aumenta. Actualmente es costo del m³ de GNC es un factor 4 inferior a de la naftas súper.

El uso de vehículos convencionales a GNC es una opción válida e interesante. Su eficiencia del pozo a la rueda (*well-to-wheel*) es casi 25% mejor que los convencionales a nafta y sus emisiones de CO₂ son 73% menores. Dada la mayor eficiencia energética y menores emisiones de CO₂ del gas natural respecto a la nafta, sería conveniente en el mediano plazo, explorar la posibilidad de usar GNC no sólo en el transporte público (autobuses) sino también en automóviles híbridos.³³

En la Figura 33 mostramos la variación de GNC en el ámbito de todo el país y también su crecimiento. Se observa que este crecimiento se vincula con los ciclos económicos del país. En promedio el crecimiento fue del orden del 10%, aumentando en los periodos de crisis económica, pero en los últimos años muestra un crecimiento, que proyectamos se estabilizará en un 5% en la próxima década. Aquí suponemos que hacia fines de 2016, esta tendencia decreciente seará y el crecimiento se estabilizará en una tasa de 6%. Una vez establecida esta hipótesis, es posible proyectar la variación de número de usuarios para la próxima década, como se ilustra en la Figura 37.

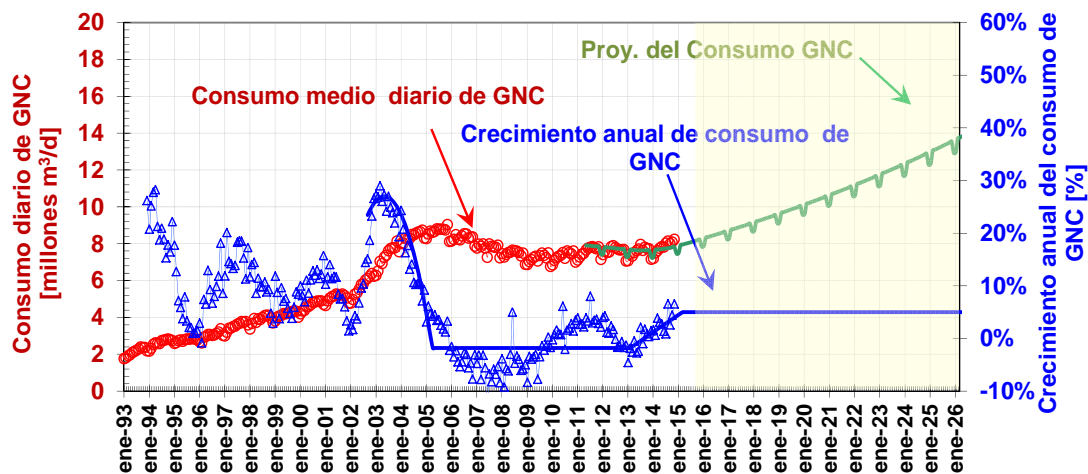


Figura 37. Variación del consumo de GNC, en el ámbito de todo el país, círculos rojos, referidos al eje vertical izquierdo. Con triángulos azules, se representa en crecimiento del consumo, referido al eje vertical derecho. La zona sombreada indica la proyección supuesta para la próxima década. Fuente: elaboración propia en base a datos publicados por ENARGAS.⁵

En Argentina, como en la mayoría de los países del mundo, aproximadamente un tercio de la energía se utiliza en transporte. La eficiencia energética, desde que el petróleo sale del pozo hasta que llega a la rueda de los vehículos, con los motores a combustión interna que usamos habitualmente, es del orden del 15%. Si a esto agregamos que habitualmente los automóviles tienen

un peso entre 15 a 20 veces el de un pasajero típico, la eficiencia energética para trasladar la carga útil (pasajero) es inferior al 1%. Esto nos incita a analizar críticamente nuestro sistema de transporte. De hecho la conversión de la flota a vehículos livianos a gas natural comprimido (GNC) o eléctricos, pueden contribuir a mejorar la eficiencia del transporte y disminuir considerablemente las emisiones de GEI.³⁴

Una alternativa interesante para Argentina, es el uso de vehículos híbridos a GNC. Los vehículos híbridos actuales, de gran difusión en Japón, EE.UU. y Europa, tienen en promedio un rendimiento del doble de los convencionales. Además, funcionando a gas, como se indicó antes, las emisiones de GEI serían unas 73% menores que los actuales. De modo que funcionando a GNC, no sólo el costo del combustible sería mucho menor para los usuarios, sino que las emisiones de GEI se reduciría a la mitad de los actuales vehículos GNC y en 36% de los vehículos a nafta convencionales. Desde luego, el consumo de GNC de estos vehículos sería asimismo casi un 50% inferior a los convencionales. Dado que Argentina ya cuenta con una extensa red de distribución de GNC esta sería una atractiva alternativa para reducir los consumos y las emisiones de GEI simultáneamente.

Proyección del consumo total

En el caso de los consumos industriales, hasta 2014 tomamos los consumos totales, incluyendo los volúmenes de gas insatisfecho por el sistema. A partir de 2015 se supone que el consumo industrial **crece** al 3% anual. Una hipótesis similar realizamos para los consumo de gas a las centrales eléctricas. En el modelo UREE (con eficiencia) suponemos que en dos años se aplican medidas de eficiencia que reducen el consumo BAU en un 10%. Los resultados para los dos modelos se presentan en las Figuras 38 y 39.

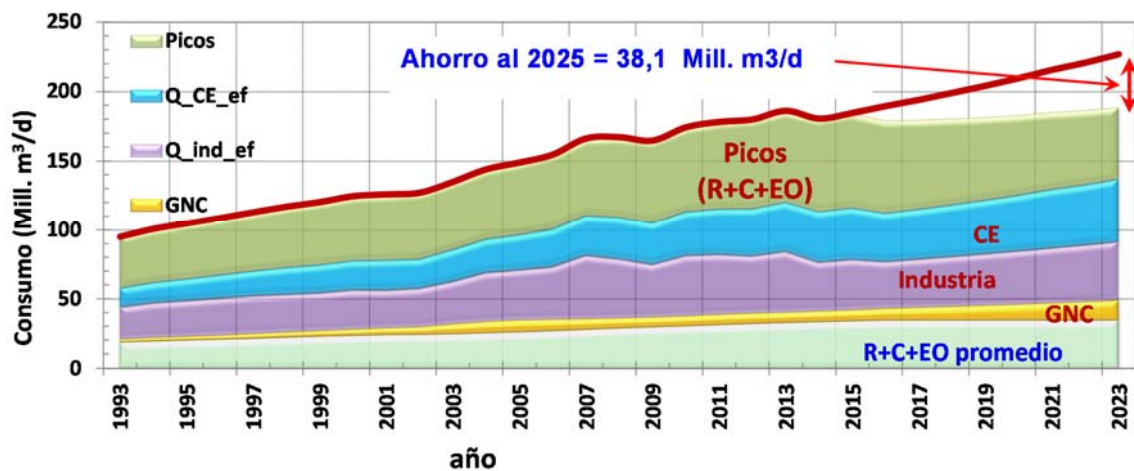


Figura 38. Evolución del consumo total de gas natural asociado a los usuarios R+ C+EO +CNC +Industria +Centrales Eléctricas, como función del tiempo hasta el año 2025. Se presentan las expectativas de consumo para el caso de “business as usual” (BAU). La línea gruesa azul es la proyección total incorporando eficiencia. En el año 2025, los ahorros puede ser tan grandes como 38 millones de m³/día.

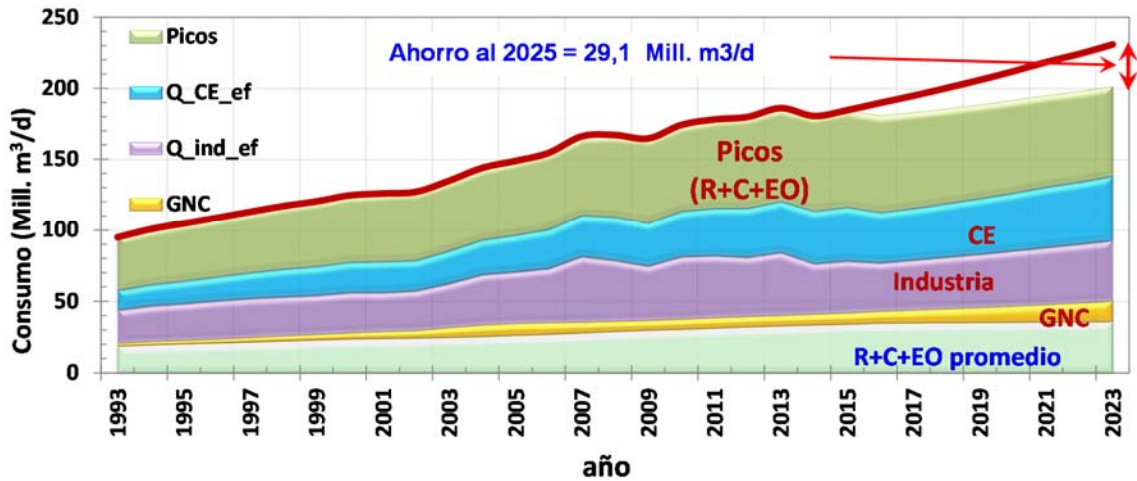


Figura 39. Evolución del consumo total de gas natural asociado a los usuarios R+ C+EO +CNC +Industria +Centrales Eléctricas, como función del tiempo hasta el año 2025. Se presentan las expectativas de consumo para el caso del modelo con eficiencia (UREE). La línea gruesa roja se indica la proyección total sin incorporar eficiencia. En el año 2025, los ahorros puede ser tan grandes como 38 millones de m³/día.

Nótese que la iniciación de un programa de eficiencia que se al cabo de 20 años alcanzaría al 75% de los usuarios residenciales, comerciales y Entes Oficiales, al cabo de un par de años reduciría el crecimiento total de 3,3% (en el modelo BAU) a un crecimiento de 1,8% (modelo UREE). Lo cual se observa en amesetamiento del crecimiento en el modelo UREE.

La Potencialidad y Oportunidad del Desarrollo de la Producción Doméstica de Gas Natural

La República Argentina cuenta con abundantes recursos recuperables de gas natural. Sólo una fracción menor de ello hoy lo constituyen los actuales 370 km³ (miles de millones de m³) de reservas comprobadas que dan lugar a 8 años de actividad con los actuales niveles de producción de no lograrse reponer reservas. En gran medida la ampliación de las Reservas Probadas está asociado al desarrollo de los recursos contenidos en reservorios no convencionales (principalmente *shale* y *tight*), como así también al desplazamiento de la frontera exploratoria intensificando las

actividades tanto en las actuales 19 cuencas no productivas, como en las áreas marginales de las actuales 5 cuencas productivas y al rejuvenecimiento de los yacimientos maduros.

En este sentido, cabe destacar que, en la última década, y en particular a partir de la Ley 26.197 del 5 de enero del 2007, se inició un proceso de licitación de permisos de exploración, en áreas nuevas o revertidas a las provincias, con más de 170 áreas licitadas; ampliándose de esta manera la frontera exploratoria. Empero, hasta la fecha los resultados de estas rondas licitatorias están por debajo de las expectativas iniciales.

Algunas señales de reactivación en las actividades productivas de gas natural

Luego del pico de 2004 de 52,4 km³ (143,5 millones m³/día) la extracción de gas natural inició un lento proceso de declinación que se mantuvo por encima de los 47 km³ (128 millones m³/día) hasta principios del 2010, año en que comenzó a mostrar algunos signos de agotamiento y un retroceso anual de más de 3% anual.

A fines de la década se presentaron políticas de estímulo con el objetivo de quebrar la tendencia. Así es como el Gas Plus primero y los Plan Gas I y Plan Gas II, después, comienzan a revertir la caída en la producción apalancándose en la YPF nacionalizada y en los no convencionales.

Durante el 2014 la producción nacional de gas natural se estableció en torno a los 114 millones m³/día deteniendo la inercia regresiva, para iniciar el 2015 con un cambio interanual positivo de entre 1% y 4%.

Esto se debe a que la cuenca neuquina se convirtió en el mayor impulsor de la actividad con YPF, como su principal artífice, siendo el desarrollo de los no convencionales su mayor objetivo.

Los primeros pozos no convencionales de la provincia estuvieron orientados, a partir de 2006, a las formaciones de arenas compactas (*tight*). En repuesta a los estímulos de los mayores precios del plan Gas Plus, con un barril de crudo aplanado en el mercado interno en torno a los 42-47 USD, cuando superaba los 80 a nivel internacional.

Este empuje permitió que en esta cuenca las reservas de gas natural hayan crecido en 2013 un 3,9% respecto al año anterior, principalmente en áreas operadas por YPF (Loma Campana, Rincón del Mangrullo, Aguada Toledo, Sierra Barrosa) y por Pan American Energy (Lindero Atravesado). Además de un incremento notable en los recursos, que aumentaron 79% en 2013 respecto al año anterior, la mayor parte de ellos también en el área de Loma Campana, donde se verifica la directa relación entre inversiones en exploración y el aumento de las reservas.

Según la Secretaría de Energía de la Nación,³⁵ sólo en Vaca Muerta y en las formaciones de arenas compactas (*tight*) se invirtieron en el año 2014 cerca de 10 mil millones de UDS alcanzando el 17% del total de gas y petróleo producido en la cuenca y el 9% del total producido en el país. El

mayor incremento se produjo a mediados de 2014, cuando entraron en producción los pozos del área Loma Campana, que YPF opera con Chevron, siendo hoy el único desarrollo masivo en operación sobre la formación Vaca Muerta, y único también fuera de Norteamérica.

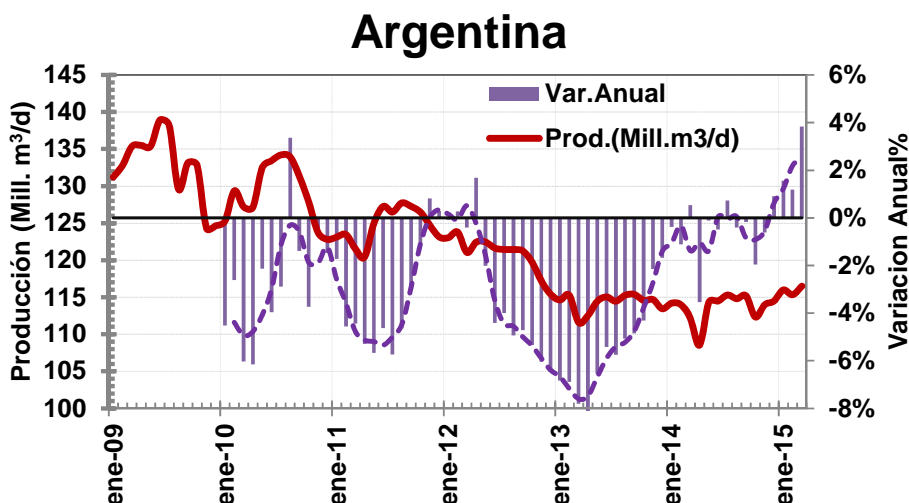


Figura 40. Evolución de la producción de gas en los últimos 5 años. Resulta evidente que la constante caída interanual en torno al 3% y 8% (barras violetas, eje derecho) comenzó a disminuir a principios del 2014. A partir de ese momento comenzó a asomar un proceso de reactivación en la actividad productiva al compás de los nuevos precios en boca de pozo.

La Figura 40 pone de manifiesto el cese de una fase de descenso en la producción que caracterizó la oferta doméstica de la última década. El impacto de los planes de estímulo del precio del gas natural y el fuerte empuje de la YPF nacionalizada explican el proceso que se comenzó a observar en el 2014.

El Potencial de los Hidrocarburos no convencionales

Vaca Muerta es una formación rocosa de 30 mil kilómetros cuadrados en el desierto neuquino, otrora sólo considerada como cocina o roca generadora de los hidrocarburos que allí se explotan, hoy representa la mayor oportunidad para revertir la tasa de declinación que ha estado caracterizando la producción hidrocarburífera Argentina.

Contenida en sus nano-poros, se encuentra la mayor reserva de esquistos (*shale gas* y *shale oil*) de la Argentina y una de las más importantes del mundo. El potencial hidrocarburífero de Vaca Muerta como recurso no convencional fue anunciado por YPF en 2011, cuando se estimó por primera vez en forma de recursos técnicamente recuperables, y se empezó a plantear la posibilidad de ampliar las reservas argentinas mediante la aplicación de la fracturación hidráulica o fracking. El fracking permitiría liberar las grandes cantidades de petróleo y gas atrapado en forma de micro o

nano gotas dentro de esas rocas tipo shale de Vaca Muerta para recuperarlo en superficie. La Figura 40 ilustra el impacto que los yacimientos de no convencionales en la producción de gas en los últimos 5 años.

PAIS	RANKING SHALE GAS	RECURSOS TECNICAMENTE RECUPERABLES (tcf)	RESERVAS PROBADAS (tcf)	RELACIÓN RTR/RESERVAS
CHINA	1	1.115	124,2	9,0
ARGENTINA	2	802	11,7	68,5
ALGERIA	3	707	159,0	4,4
EEUU	4	665	334,0	2,0
CANADA	5	573	68,2	8,4
MEXICO	6	545	17,2	31,7
AUSTRALIA	7	437	43,0	10,2

Tabla 2. Recursos Técnicamente Recuperables. La evaluación a nivel global de recursos potenciales, elaborado por la Energy Information Administration (EIA)³⁶ y la Advanced Resources International (ARI), concluyó que las mayores acumulaciones de recurso técnicamente recuperables de Shale gas se encuentran concentrados en uno reducido grupo de países. Argentina se dispone en segundo lugar en dicho ranking, pero lo más destacado es su relación respecto de sus 11,7 tcf de reservas convencionales probadas (dónde ocupa el 35° lugar), es aquí donde el potencial argentino cobra mayor singularidad. Mientras que la mayoría de los países verían potencialmente incrementadas sus reservas en entre un 1 a 10 veces, en Argentina esta relación alcanza las 68 veces.

La Tabla II presenta el último informe de la Administración de Información sobre Energía de Estados Unidos (EIA), de 2013,³⁴ estima las reservas de Argentina en 27 billones de barriles de *shale oil* (tercera reserva a nivel mundial, detrás de Rusia, Estados Unidos y China) y 802 billones de pies cúbicos (bcf) de *shale gas* (segunda reserva a nivel mundial, sólo detrás de China). De modo tal que el *shale gas* contenido en las principales formaciones Argentinas equivale a más de 68 veces las reservas probadas de gas.

Por su parte YPF estima que, si se pone en producción el 15 por ciento de Vaca Muerta, ya pueden cubrir el déficit energético del país. Todo eso sin contar lo que producirán las otras empresas que tienen concesión en el área, porque la empresa nacional tiene solo 12 mil kilómetros cuadrados, o sea sólo el 40% de Vaca Muerta.

Según evaluaciones de la auditora Ryder Scott, las reservas en Vaca Muerta, en un área ya estudiada de unos 8.071 kilómetros cuadrados, ascienden a 22.807 millones de barriles, pero su potencial es mayor porque la extensión de la cuenca, como ya se ha dicho, cubre una superficie total de 30 mil kilómetros cuadrados entre Mendoza, Neuquén y Río Negro.

Más allá de sus ventajas geológicas, existen aspectos que elevan el potencial de Vaca Muerta. La consultora Accenture a fines del 2014³⁷ divulgó un estudio dónde analizaron las

principales cuencas fuera de Norteamérica, haciendo hincapié en el resto de los factores que se requieren para desarrollar los hidrocarburos no convencionales.

Se concluye que Vaca Muerta se destaca frente al resto de los yacimientos, no solo gracias a sus propiedades geológicas, sino fundamentalmente gracias a la accesibilidad, capacidad operativa, disponibilidad de agua, infraestructura y capital humano entre otras características. No obstante, para poder replicarse en Argentina el desarrollo a escala norteamericana se deben superar algunas barreras para incentivar la inversión y lograr optimizar la producción y reducir los costes.

El pueblo más cercano a este polo hidrocarburífero se llama Añelo y tiene casi 5.000 habitantes. Está a 100 kilómetros de Neuquén capital y en 2010 tenía casi la mitad de población. Sin estar preparado para el flujo de obreros y trabajadores golondrina que se acercan, hoy el pueblo es una postal de contrastes. Pero que en el mediano plazo vivirá un cambio estructural, ya que la explotación de la Vaca Muerta en los próximos cinco años implicaría según la Cámara Argentina de la Construcción,³⁸ la necesidad de extender en unos 1600 km las rutas nacionales y provinciales, construir 60.000 viviendas, 72.000 m² de escuelas, 210.000 m² de hospitales, conexiones para provisión de agua, cloacas, hoteles, centros comerciales y todo tipo de servicios para abastecer a más de 200.000 nuevos residentes.

En definitiva, se está frente a un yacimiento de características singulares que puede cambiar el perfil energético del país en los años por venir aunque, para explotarlo se necesitan inversiones anuales que oscilan entre **5 y 10 mil millones de dólares anuales**.³⁹

PERPECTIVAS DE POSIBLES VIAS DE DESARROLLO DEL SISTEMA GASÍFERO 2016 -2025

Prospectiva de la Oferta de Gas Natural

El propósito del presente apartado es el de profundizar sobre especificidades de los hidrocarburos no convencionales, el modelo propuesto para proyectar posibles evoluciones y sus respectivos resultados.

El Shale Gas. Aspectos Técnicos y definición.

El shale gas pertenece a la categoría de gas natural no convencional, que incluye las tight sands, el CBM (Coal Bed Methane o metano de yacimientos de carbón) y los hidratos de metano (existentes en los océanos). El Shale es una formación de roca sedimentaria que contiene arcilla, cuarzo y otros minerales, pero en particular se trata de una sucesión pelítica predominantemente

carbonosa que contiene al gas. El hidrocarburo, o bien su materia orgánica originaria: el kerógeno, se genera en esta roca, y gran parte de esa materia orgánica sigue contenida en la misma roca, sin que haber podido migrar hacia litologías superiores.

En definitiva, los shales son reservorios continuos de litología arcillosa de extrabaja porosidad y permeabilidad, donde conviven la fuente y el depósito. El Shale es la Roca Madre, Reservorio, Trampa y Sello; todo en uno. Véase la figura 41.

Su importancia es creciente debido a los grandes volúmenes de gas contenidos y a la rápida evolución tecnológica que ha permitido maximizar los caudales extraíbles. Para extraer los hidrocarburos se precisa de tratamientos de estimulación por fractura hidráulica: Fracking. Dicha estimulación consiste básicamente en fracturar la roca arcillosa por medio de la inyección a altas presiones de agua, una menor cantidad de químicos y algún agente sostén o apuntalante, por ejemplo la arena de fractura. El fluido del fracking entra en las fisuras. En tanto, el agente sostén funciona como material de soporte para mantener abiertos los canales creados, permitiendo de este modo la liberación y circulación del "shale gas" hasta el pozo. Esto es, se crea artificialmente un reservorio.

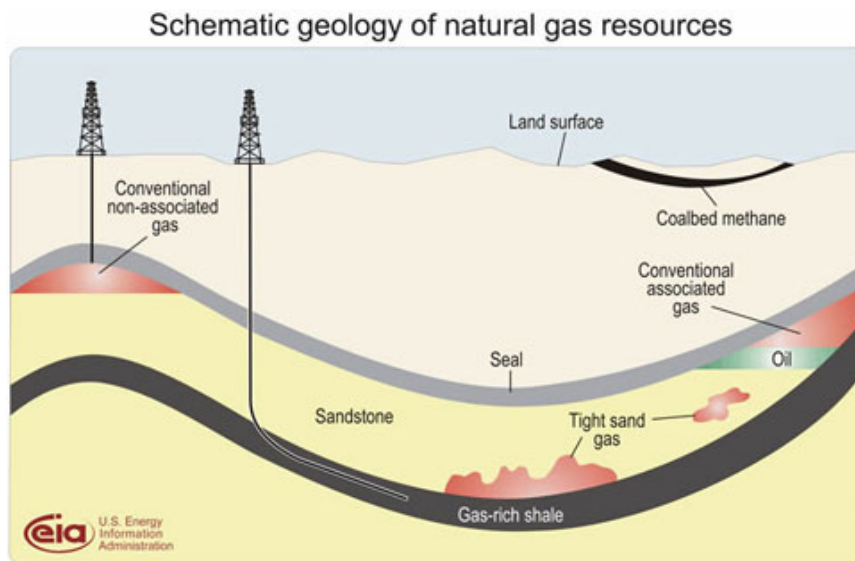
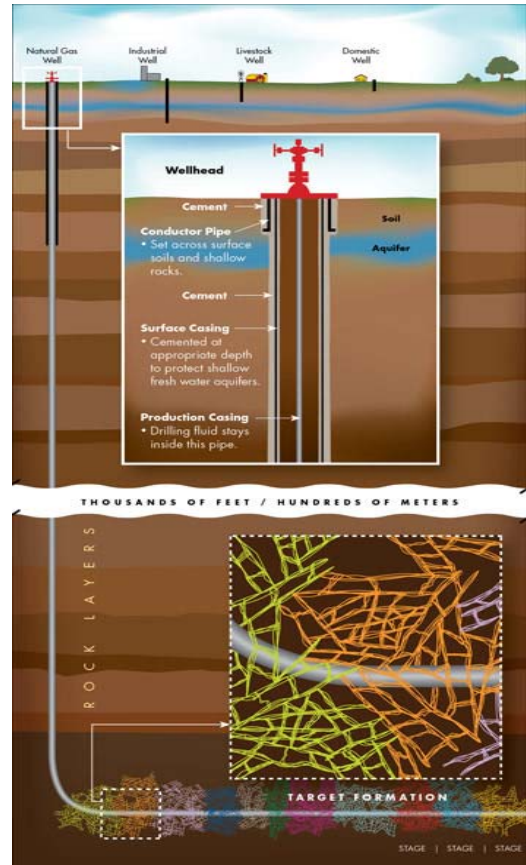


Figura 41 – Descripción ilustrada de los Hidrocarburos Convencionales y No Convencionales. La Roca generadora todavía contiene grandes cantidades de gas rico, formación ilustrada de color gris oscuro (*Gas-rich Shale*), parte de esos hidrocarburos pudieron migrar hacia entrapamientos convencionales y parte atrapados por la baja porosidad de las rocas *tight* (*tight sand gas*). También figura en la ilustración los *Coal bed methane* o gas contenido en mantos de carbón, estos hidrocarburos no son analizados en el presente documento. Fuente: EIA.

Figura 42. La perforación y la fractura hidráulica. El procedimiento que ilustra la figura consiste en la perforación de un pozo vertical en el cual, una vez alcanzada la profundidad deseada, a más de 2500 metros de profundidad, se gira el taladro 90° en sentido horizontal y se continúa perforando entre 1000 y 3000 m de longitud; a continuación se inyecta en el terreno agua a presión mezclada con algún material apuntalante y químicos, con el objetivo de ampliar las fracturas existentes en el sustrato rocoso que encierra el gas o el petróleo, y que son típicamente menores a 1 mm, y favorecer así su salida hacia la superficie. Habitualmente el material inyectado es agua con arena y productos químicos, lo cual favorece la creación de canales para que fluyan los hidrocarburos.



Empero, el auge del fracking en EEUU llegó con su combinación con la perforación horizontal; anteriormente los pozos se perforaban de forma vertical, dando acceso a la capa de shale desde un solo punto, en cambio los pozos horizontales permite extender en kilómetros la zona objetivo. Vaca Muerta presenta una característica singular frente a las formaciones (*plays*) de Norteamérica, ella radica en su espesor en algunas secciones de más de 400 m. Esto le brinda cierta economicidad, permite una curva de aprendizaje hacedera y una evolución hacia pozos horizontales sin mayores apuros que sus ventajas costo-efectivas. En la Argentina domina la perforación vertical, el espesor de Vaca Muerta, de entre dos y tres veces los plays de EEUU, es la justificación más recurrente a la preponderancia de esta práctica. No obstante, los mejores resultados de los pozos horizontales habrán de revertirla, en los primeros meses del 2015 la participación de pozos horizontales ya supera el 8%.

El Tight gas. Aspectos Técnicos y definición.

Los yacimientos de arenas compactas (Tight Sands Gas o directamente tight gas), son aquellos reservorios de baja permeabilidad que están desarrollados en cuerpos psamíticos

relativamente pequeños, con presión anómala, y saturados en gas, aislados dentro de sucesiones pelíticas sobrepresurizadas.

Este tipo de yacimiento se encuentra asociado a presiones anómalas (normalmente sobre presurizados) y caracterizados por el contacto de gas-agua no es evidente, suelen contener gas seco, aunque el desarrollo de *tight oil* es un ascendente el Estados Unidos y seguramente en un futuro también lo sea en Argentina. Comúnmente estas sucesiones psamo-pelíticas presentan espesor importante y la roca madre es la misma pelita que rodea a los cuerpos de arena que es la roca reservorio (sweet spots).

Para la determinación de estos reservorios es crucial la delimitación tridimensional del límite entre los regímenes de baja y alta presión, así como la detección de la porosidad y permeabilidad de los sweet spots.

De alguna manera, estos reservorios o bien su definición, divide las aguas entre los geólogos argentinos. Algunos los incluyen dentro del universo de las explotaciones convencionales, dado que en la práctica se trata de reservorios similares a los tradicionales, pero de menor permeabilidad y porosidad. Otros advierten que deben ser considerados reservorios no convencionales, en función de que requieren al menos una fractura hidráulica para producir gas de forma comercial.

Al margen de esa discusión, la explotación de tight gas es una apuesta que gana adeptos entre las operadoras. En la industria señalan que la producción de las arenas compactas es el puente entre los yacimientos maduros que han empezado a declinar y la explotación del shale gas de las formaciones de roca madre de hidrocarburos, mucho más costosas. Algo similar a lo sucedido en Estados Unidos desde 1990.

El conocimiento de la existencia de arenas compactas en distintas formaciones de la cuenca Neuquina, que oscilan entre los 3.000 y los 4.500 metros de profundidad, no es nuevo. Incluso algunas compañías lograron punzar las zonas productivas de esos plays a fines de los 80, pero el bajo precio del gas (por entonces se pagaban 30 centavos de dólar por millón de BTU) y la escasa permeabilidad del reservorio tornaban inviables económicamente los proyectos.

Debieron pasar casi 25 años para que el proyecto fuese comercial, de la mano del gas plus primero y del Plan Gas después. Ambos planes que apuntaban y apuntan a moderar la caída de la producción local del gas y, por consiguiente, reemplazar parte del gas importado. Aunque los actuales u\$s 7,50 por millón de BTU (dos veces más que la media del mercado argentino) que se paga por este gas elevó la actividad y las expectativas a umbrales impensados hace unos años.

Actividad General en los horizontes no convencionales.

Hasta el año pasado, sólo cuatro países en el mundo estaban produciendo volúmenes comerciales de gas natural de formaciones de esquisto (shale gas) o petróleo: los Estados Unidos y

Canadá, y más recientemente, Argentina y China. Más allá de estos cuatro países, otros países han comenzado a explorar hidrocarburos en el shale, pero todavía están lejos de alcanzar la producción comercial.

En 2013 la evaluación mundial de los recursos técnicamente recuperables de shale gas y shale oil, por parte de EIA y Advanced Resources International (ARI), observaron enormes depósitos de esquisto en China y Argentina. La exploración y explotación de éstos ya está en marcha en estos países. Durante los dos últimos años, China ha perforado más de 200 pozos, y Argentina ha perforado más de 275 pozos. Cada país tiene el potencial de aumentar significativamente la producción de gas y petróleo no convencional.

En la Argentina, Loma Campana, en la cuenca neuquina, con sus más de 44 mil barriles de petróleo equivalente por día es el proyecto comercial de Shale más importante en el mundo, fuera de los Estados Unidos.

Durante 2014, el 20% de los pozos perforados en la Argentina fueron a horizontes no convencionales, tanto shale como tight. De esos pozos, 2/3 pozos fueron a objetivos shale y el tercio restante a tight. El 7,5% de estos pozos han sido horizontales. La figura 30 presenta, además de la evolución total, la perforación mes a mes desde enero 2014 al marzo 2015, se deduce de ello un promedio de 18 pozos por mes al horizonte shale y 8 pozos al horizonte tight.

Durante los primeros meses del 2015 la actividad perforadora de proyectos shale y tight se intensificó, alcanzando el 27% del total de pozos perforados. Más aún se intensificó la perforación horizontal con el 8% del total de pozos a objetivos shale y tight. Obsérvese la Figura 43.

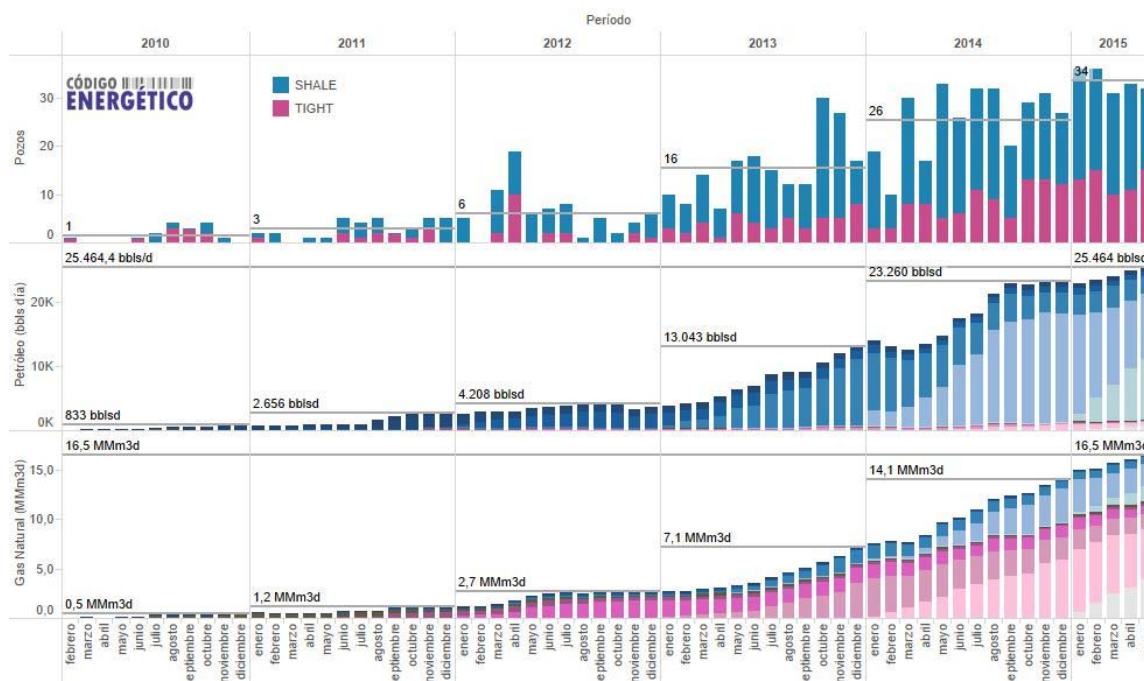


Figura 43. Evolución de la Perforación y Producción de hidrocarburos no convencionales en Argentina
 Durante 2013 y 2014 la actividad perforadora mantuvo un incremento de 10 pozos promedio mensual en las comparaciones interanuales, alcanzando el promedio de 26 pozos promedio en 2014. Durante los primeros cinco meses del 2015 la actividad perforadora continúa intensificándose aunque el ritmo de desarrollo se vio ralentizado. En términos de producción se observa algo semejante conforme la pronunciada caída en la producción, característica de estos tipos de explotaciones, los tonos más claros de ambos colores de referencia da cuenta del año de perforación de los pozos. Por ejemplo, a mayo del 2015 el 40% de total de producción de shale oil de argentina surge de los pozos perforados ese mismo año.

La producción de hidrocarburos no convencionales en Argentina durante 2013 y 2014 experimentó un fuerte ascenso al compás que se mantuvo una ascendente campaña perforadora. Los no convencionales ya representan más del 14% del gas producido en la República Argentina, en el caso del gas cabe destacar que su empuje se concentra principalmente en el tight gas, en tanto en el petróleo el esfuerzo se circunscribe casi exclusivamente al shale de Vaca Muerta. Véase Figura 43.

Estimación de la Producción. Metodologías existentes

La producción hidrocarburífera de una cuenca o de un yacimiento suele ser representado en su unidad mínima: el pozo. Es por eso que el régimen de producción de un pozo tipo es uno de los conceptos medulares en la industria petrolera.

Estimando los cursos futuros de producción por pozo es posible determinar la producción futura de un campo o yacimiento y, fundamentalmente, dotar de mayor certeza a las estimaciones de reservas probadas (entendida como la integral de dicha curva). Es así como los certificadores de reservas fundan sus cálculos en las curvas de declinación de un pozo tipo (CD), y el acumulado del mismo en un período de tiempo: EUR (Recurso último estimado) hasta un determinado límite mínimo óptimo económico.

El comportamiento del fluido en los sistemas hidrocarburíferos convencionales dieron una vasta literatura sobre el análisis de la declinación durante la producción. Cabe destacar que las curvas de declinación son el resultado de investigaciones más empíricas que científicas, los métodos estrictamente científicos no lograban estilizar un comportamiento preciso, habida cuenta el amplio entorno de variables existente.

Siguiendo la literatura en la materia podemos encontrar al menos 2 maneras de modelar el régimen o perfil de producción de un pozo tipo, estas son por medio de (1) Hyperbolic Rate Decline Function, y (2) Power-Law Exponential Rate Decline Function.

El Hyperbolic Rate Decline Function es el método más común de análisis de performance de un pozo tipo. Presentado por Arps (1945), es parte de lo que se conoce como the Arps Method y asume un comportamiento del flujo migratorio del modo boundary-dominated flow behavior (BDF), una característica dominante en muchos reservorios.⁴⁰

La ecuación puede ser presentada de la siguiente manera:

$$Q_g(t) = \frac{Q_{gi}}{(1+bD_it)^{1/b}} \quad (4)$$

Arps sugirió que los valores para el parámetro b debe estar entre cero y uno para la relación tasa de declinación hiperbólica, pero no examinó la posibilidad de que el valor del parámetro b -para mayor que uno.

No obstante, el comportamiento de los fluidos en un entorno de baja o extra-baja porosidad sentó las bases de un nuevo debate acerca de cuál debe ser la fórmula más adaptada a estos reservorios. En las últimas décadas muchos autores se volcaron a estilizar el comportamiento de yacimientos no convencionales buscando un parámetro b mayor a la unidad. Esto es, por encima de la curva Armónica. (Boullis, 2010)⁴¹

Una explicación de esta necesidad recae en el hecho que la producción de los reservorios no convencionales presenta comportamientos caracterizados por largos períodos de operación debido a sus propiedades de baja o ultra-baja conductividad de estos sistemas. En este sentido, la utilización de tasas de declinación tipo Arps (es decir, las relaciones disminución exponencial e hiperbólica) estrictamente solo pueden ser aplicables durante un tiempo: aquel en el que el BDF

dictamina el régimen de producción. Esto a menudo conduciría a la sobreestimación de reservas si se utilizan las tasas de declinación tipo Arps. No obstante, todavía sigue siendo el perfil de producción para la estimación de reservas. (Ilk et al, 2010)⁴²

En Ilk et al (2008) el autor ya había presentado una alternativa al régimen determinado por BDF, allí presentó el comportamiento conocido como *Power-Law Exponential Rate Decline Function*, una tasa de declinación más precisa para la estimación de las reservas en reservorios no convencionales.⁴³ Aquí los parámetros utilizados requieren de una vasta cantidad de información computada como sustento.

La corta historia productiva nos conduce a optar por la primer ecuación, *Hyperbolic Rate Decline Function* y para estimar los vectores b y D se replicó lo desarrollado por Codeseira (2013)⁴⁴ considerando más de 69 pozos en un play análogo de EEUU (Eagle Ford Play) para los pozos horizontales y la corta experiencia en Vaca Muerta para los pozos verticales.

Estimación de la Producción. Modelo utilizado.

Ninguno de los atributos de Vaca Muerta es homogéneo a la largo de los 65.000 km². Tampoco lo es en términos superficiales (rutas, ductos, ríos, geomorfología, etc). Por ello se definieron dos regiones Core⁴⁵ (zona de mayor interés) y non core (zona de menor interés). Ambas secciones de son presentadas en la figura 44.

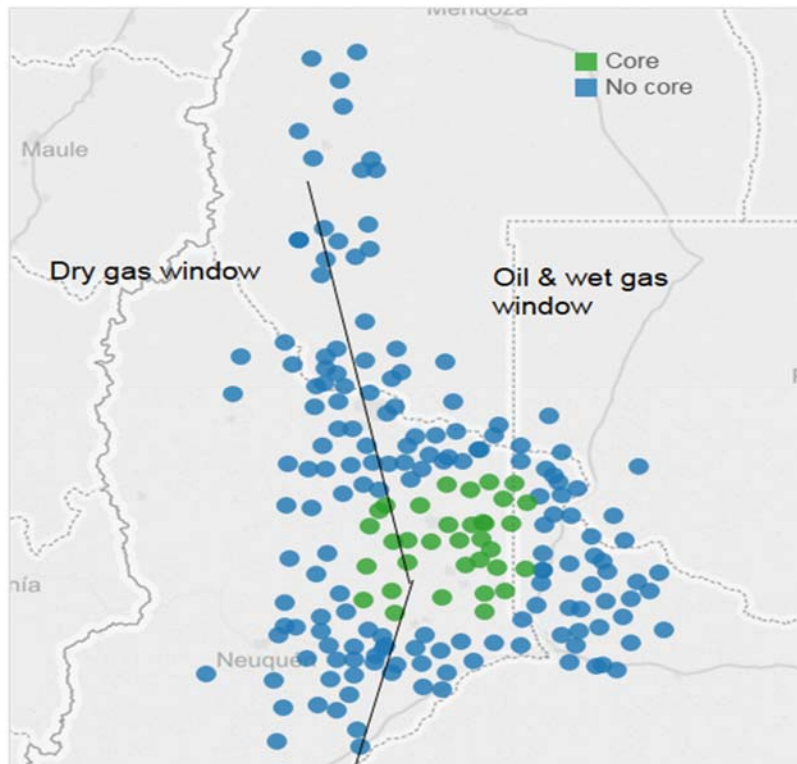


Figura 44. Core y Non Core de Vaca Muerta. Modelo. De acuerdo a la madurez de la roca se define la ventana de Vaca Muerta y los atributos de superficie y del subsuelo dan lugar a la división de la Formación en Core

(zonas de Mayor interés) y non Core (zona de menor interés). Cada punto en el mapa representa la ubicación espacial de cada bloque de la cuenca neuquina.

La zona de mayor interés se define por su mayor conocimiento geológico, mayor infraestructura disponible, disponibilidad cercana a insumos, mayor interés demostrado por parte de las operadoras, etc. La figura 45 muestra toda la producción en 2013 de gas natural, convencional y no convencional. En tanto, los colores diferencian lo definido como core y non core de Vaca Muerta.

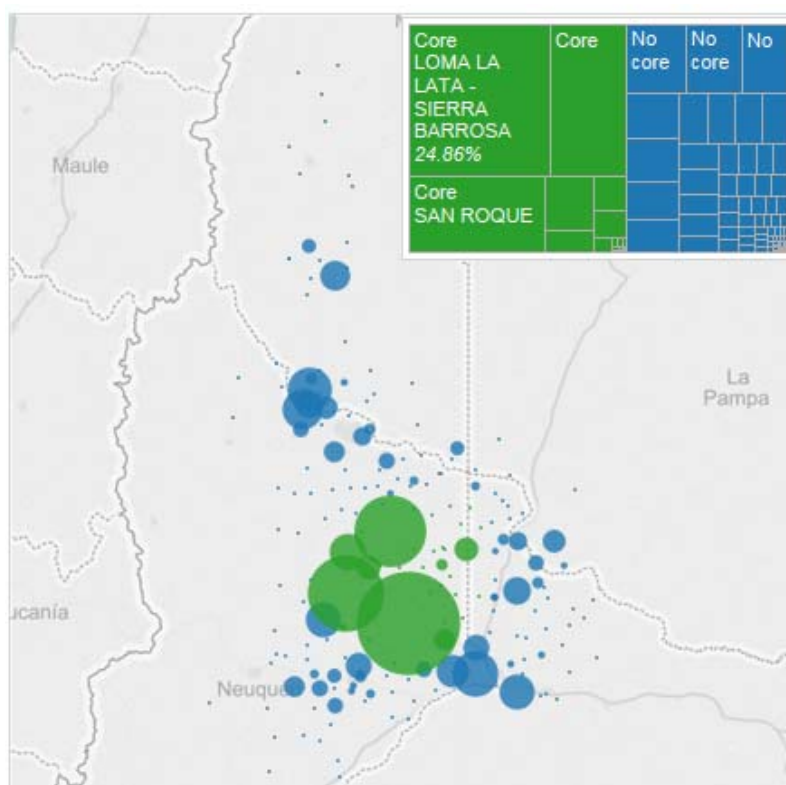


Figura 45. Producción de Gas natural (2013). Argumentaciones del modelo. Las burbujas verdes representan el core de Vaca Muerta, se deduce que la mayor infraestructura para evacuar el gas natural se encuentra donde históricamente se produjo dicho recurso, de hecho cabe destacar que la participación respecto al total de la cuenca en 2013 fue sensiblemente menor a lo que otrora significaba esa región. De acuerdo a la caída observada en la última década en la producción de gas natural en bloques como Loma La Lata, San Roque o Aguada Pichana.

Proyección de la Producción. Resultados

Para la estimación de la producción futura de los hidrocarburos no convencionales se elaboraron dos escenarios, (1) de Desarrollo Lento (EDL) y (2) de Desarrollo Masivo (EDM). La figura 46 presenta la intensidad perforadora de cada escenario.

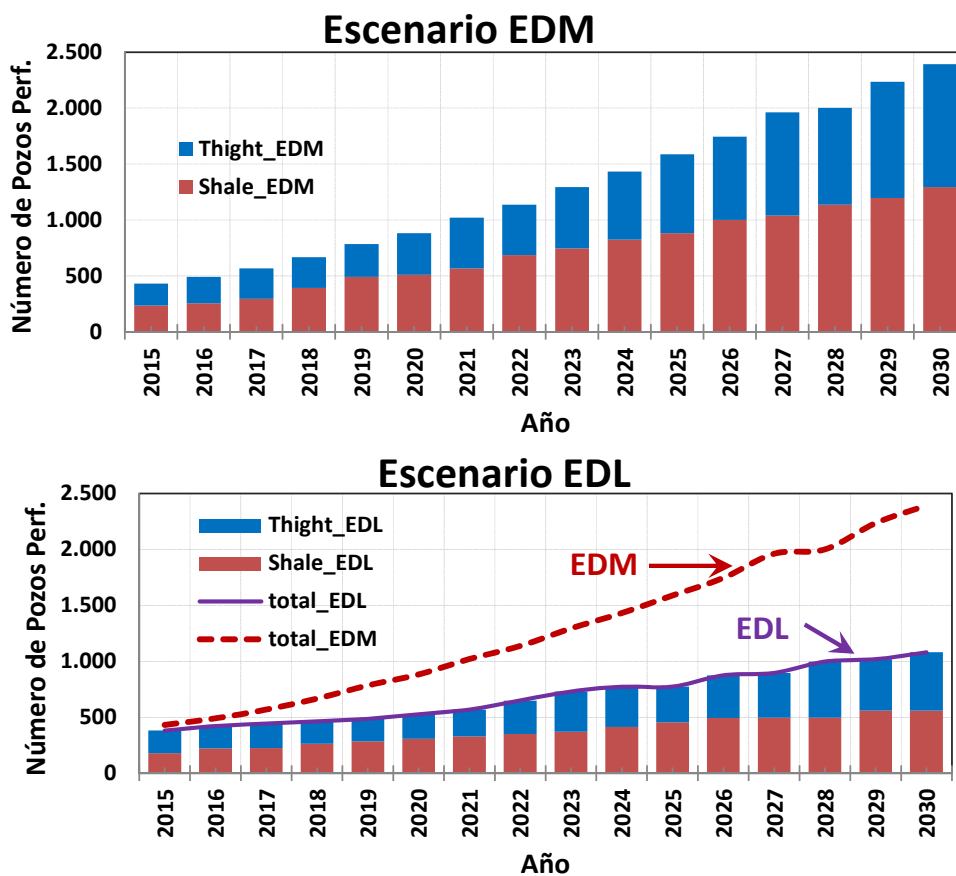


Figura 46. Evolución de la perforación de nuevos pozos por año. El escenario de Desarrollo Masivo se caracteriza por una intensidad perforadora mayor a la del escenario de Desarrollo Lento alcanzando los 1575 nuevos pozos en 2025. Si bien puede resultar una cantidad elevada de perforación, cabe destacar que se está muy lejos de la experiencia large-scale de EEUU donde en un play (Eagle Ford) se perforaron más de 4700 pozos durante 2014.

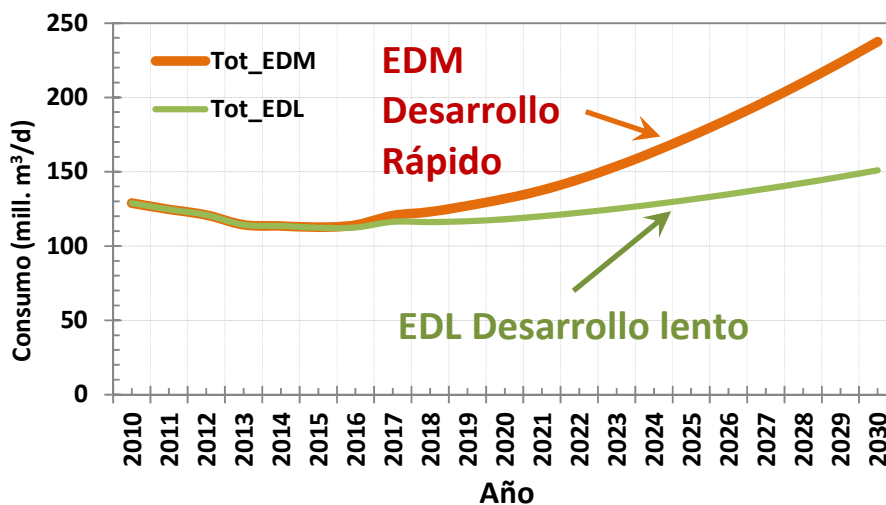


Figura 46. Estimación de la Producción de Gas no Convencional 2015-2030. En millones de m³/día. Escenario de Desarrollo Lento (EDL) y Escenario de desarrollo masivo (EDM).

El escenario de desarrollo lento alcanza un nivel de extracción de 76 millones de m³/día para 2030, en tanto en el escenario de desarrollo masivo se estaría logrando una producción de más un 114% superando los 160 millones de m³/día.

Por su parte la producción de gas convencional, podrá verse también reactivada conforme los nuevos precios, en una primera instancia mediante la puesta en marcha de proyectos prospectados en el marco del Gas Plus y Plan Gas, como Vega Pléyade en la cuenca Austral. En adelante las actividades exploratorias deberán traccionar la reposición de reservas para mantener una tasa de declinación por encima de la declinación natural.

En suma, la producción convencional junto con la no convencional trazan una evolución donde en el Escenario de Desarrollo Lento al 2030 la producción de gas no convencional representaría el 50%, mientras que en el Escenario de Desarrollo Masivo alcanzaría el 68%. Véanse las Figuras 47 y 48.

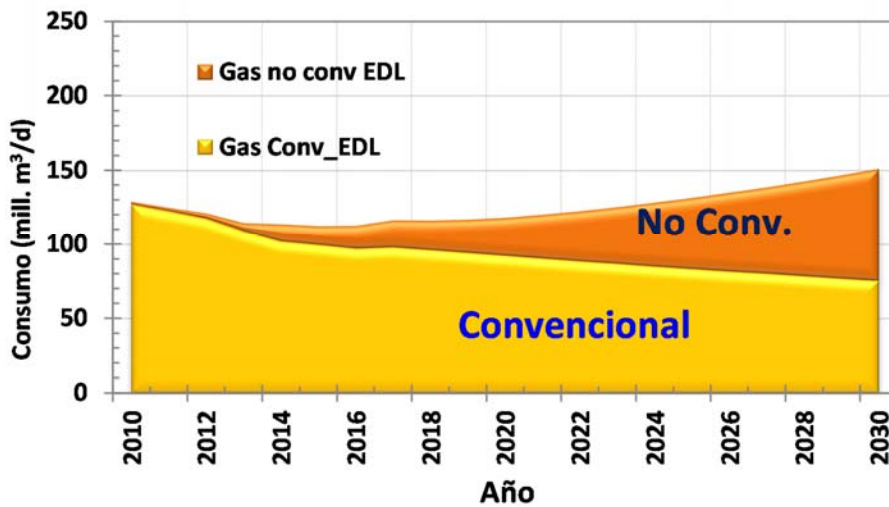


Figura 47. Escenario de Desarrollo Lento (EDL) - Estimación de la producción de gas no convencional 2015-2030. En millones de m³/día. En color amarillo la producción de gas no convencional y el naranja la producción de gas convencional. En este escenario durante los próximos años la extracción se mantendrá en torno a los 120 millones de m³/día para luego mostrar un ascenso sostenido aunque lento en la producción general.

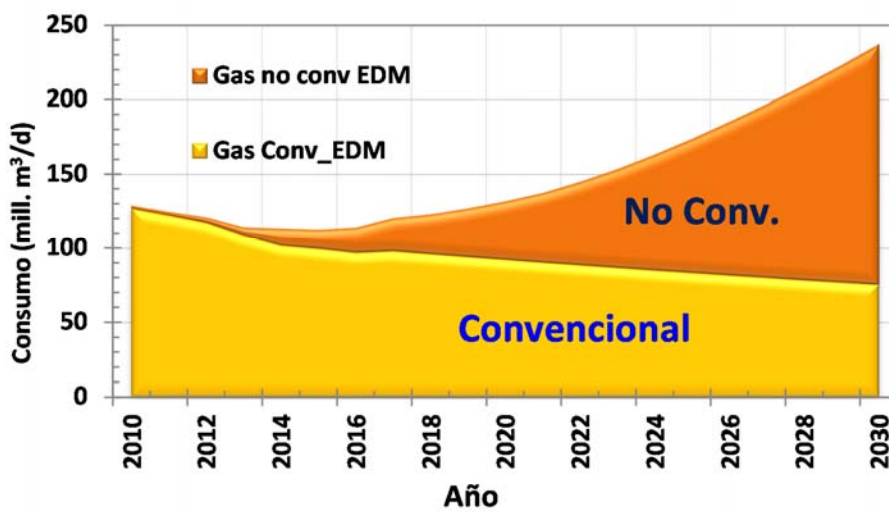


Figura 48. Escenario de Desarrollo Masivo - Estimación de la Producción de Gas no Convencional 2015-2030. En millones de m³/día. En color amarillo la producción de gas no convencional y el naranja la producción de gas convencional. En este escenario durante los próximos años la extracción se mantendrá en torno a los 130 millones de m³/día para luego mostrar un ascenso sostenido e intenso durante la próxima década.

Convergencia de la oferta y demanda de gas

En base a lo discutido, podemos ensayar 4 escenarios posibles:

1. Evolución del consumo en forma tendencial o Business As Usual (BAU) y con un desarrollo lento de los recursos (EDL). Escenario: BAU-EDL
2. Evolución del consumo con introducción de medidas de eficiencia energética (UREE) y con un desarrollo lento de los recursos (EDL). Escenario: BAU-EDL
3. Evolución del consumo en forma tendencial o Business As Usual (BAU) y con un desarrollo rápido de los recursos (EDM). Escenario: BAU-EDM.
4. Evolución del consumo con introducción de medidas de eficiencia energética (UREE) y con un desarrollo rápido de los recursos (EDM). Escenario: UREE-EDM.

En las figuras 49 a la 50 se ilustran estos cuatro escenarios.

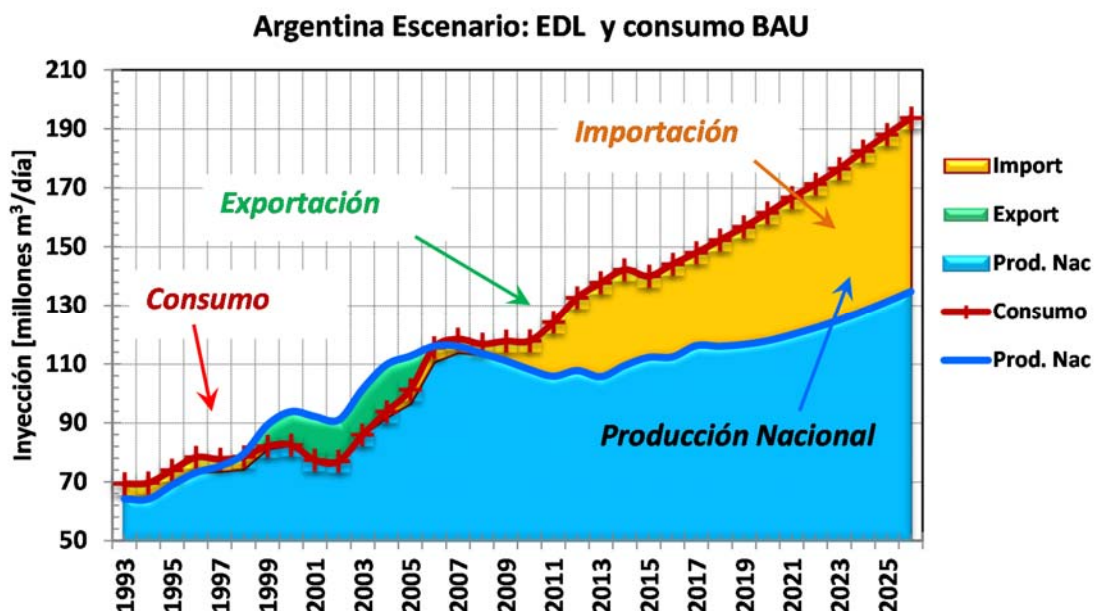


Figura 49. Escenario de consumo BAU y producción siguiendo un Desarrollo Lento (EDL). Como se ve en este caso, hasta 2025, no se logra el autoabastecimiento. No hay excedente de exportación

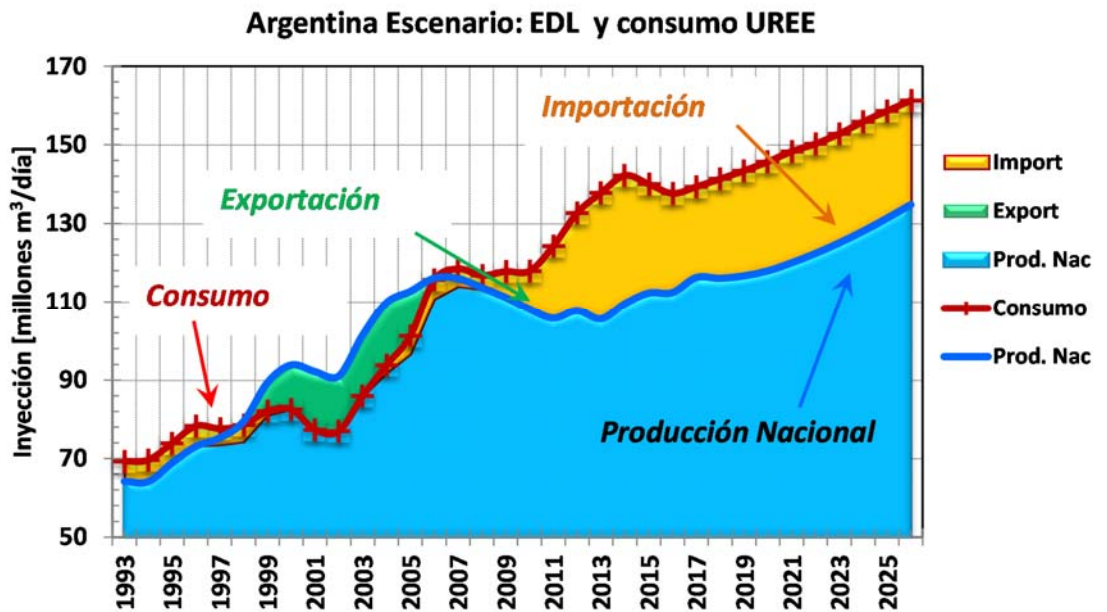


Figura 50. Escenario de consumo UREE y producción siguiendo un Desarrollo Lento (EDL). Como se ve en este caso, hasta 2025, no se logra el autoabastecimiento. No hay excedente de exportación

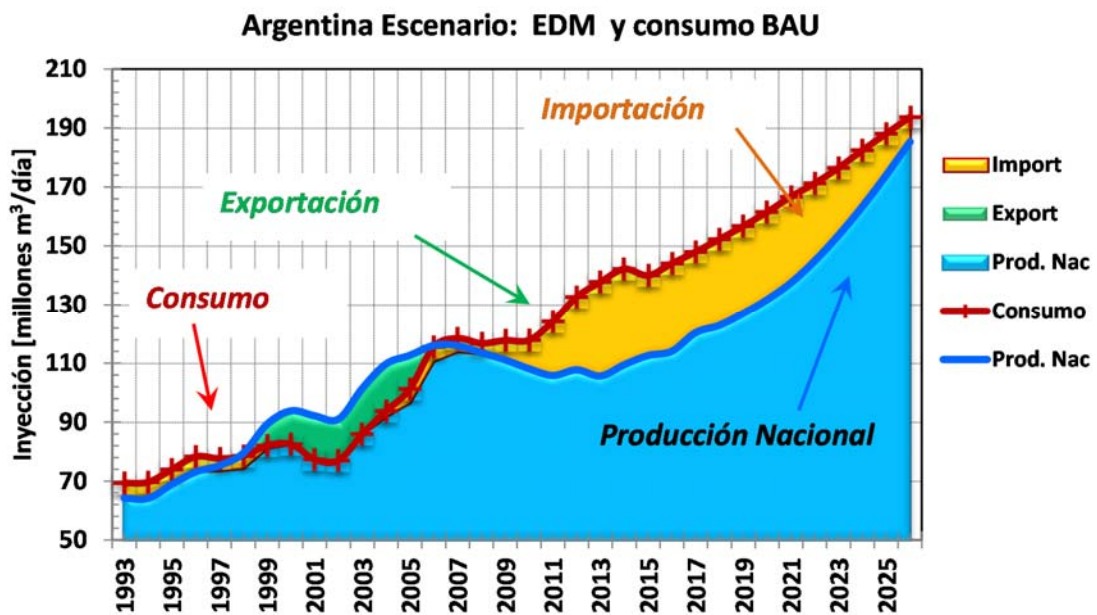


Figura 51. Escenario de consumo BAU y producción siguiendo un Desarrollo Masivo (EDLM). Como se ve en este caso, hasta 2025, no se logra el autoabastecimiento. No hay excedente de exportación

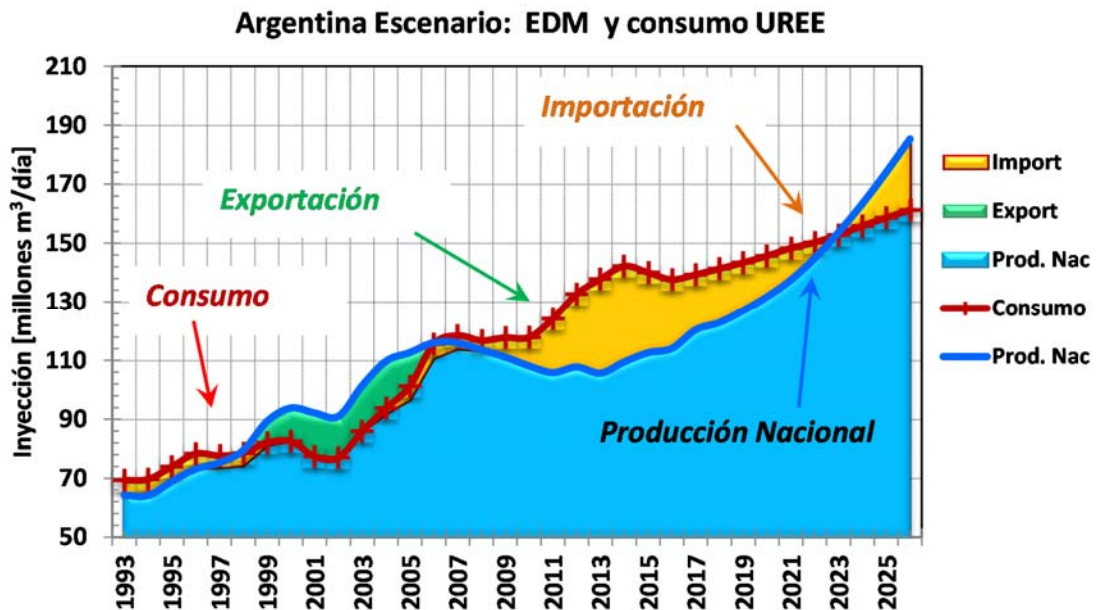


Figura 52. Escenario de consumo UREE y producción siguiendo un Desarrollo Masivo (EDLM). Como se ve en este caso, alrededor de 2023, se logra el autoabastecimiento. Después de 2013 hay excedente de exportación.

El análisis de estos cuatro escenarios, vemos que si se desea llegar al autoabastecimiento en la próxima década, es imprescindible no solo un desarrollo masivo de los recursos no convencionales, sino además impulsar un fuerte programa de UREE, como un modo de llegar en una década al autoabastecimiento y disponer de saldo de gas exportables. Estas conclusiones son compartidas por varios estudios recientes de este tipo.^{6,38,39}

Conclusiones

Uno de los grandes desafíos que el país enfrenta en los próximos años es como desarrollar su potencial energético y reducir el impacto en la balanza de pago de las importaciones de energía en general y gas en particular. Una de las principales conclusiones de este trabajo, es que para lograr el autoabastecimiento de gas, al final de la próxima década, además de una importante inversión en el desarrollo de los recursos no convencionales (tight y shale gas) es necesario implementar un programa intensivo y sostenido de eficiencia energética. Sólo así, será posible lograr un adecuado abastecimiento local de las demandas futuras. Como ha venido ocurriendo en la mayoría de los países, la problemática energética requiere de un enfoque combinado que incentive la producción pero que al mismo tiempo atenué el incremento de la demanda a través de activos programas de eficiencia energética.

En este sentido, la eficiencia energética, puede visualizarse como una gran oportunidad que contribuye por una parte a reducir considerablemente las importaciones de gas y al mismo tiempo permite promover un importante desarrollo económico local, a la par de contribuir a disminuir nuestras emisiones de GEI, como así también posibilitando una mayor inclusión energética.

Existe un gran consenso en que la eficiencia es el fruto más bajo y más accesible de la ecuación energética local y mundial. En Argentina hay muchos modos de disminuir el consumo de energía en calentamiento de agua, en calefacción y refrigeración de ambientes. En ese sentido, hacer mandatorio el etiquetado en eficiencia energética de artefactos eléctricos, a gas y sobre todo de viviendas y edificios, tiene gran importancia y relevancia para mitigar el consumo.

Quizás un primer paso consistiría en eficientizar los sistemas de calentamiento de agua caliente sanitaria, y adoptar medidas para un uso racional de los termostatos de los sistemas de calefacción y refrigeración de viviendas y edificios. Estas medidas, además de estimular un importante desarrollo industrial y económico, en corto plazo generarían ahorros en importaciones de energía muy significativos. De manera análoga, revisar los subsidios a la energía, en particular en el sur de Argentina, aportarían importantes ahorros en energía importada al país.

De modo análogo, mejorando las condiciones de aislación térmica, las envolventes de edificios podrían aportar significativos ahorros en energía. Se podría comenzar con los edificios públicos, de modo de generar un ejemplo social. Estos edificios: escuelas, universidades, etc.; adecuados para un uso eficiente de la energía, servirían de modelo y podrían ser parte de una campaña educativa, destinada a promover el uso racional y eficiente de la energía. Además sería un modo de dar cumplimiento a una normativa vigente en el país, el Decreto 140/2007 del PEN. Igualmente, se podrían generar estímulos, tarifarios o por subsidios, para que las construcciones residenciales y comerciales se realicen cumpliendo las normas IRAM de aislación de sus envolventes.

Una medida muy efectiva para lograr que las viviendas certifiquen y etiqueten en eficiencia energética, sería requerir dichos certificados se exhiban a la hora de comprar, vender o alquilar una propiedad. Este requisito, combinado con incentivos económicos para promover la eficiencia, estimularía a que los propietarios mejoren las condiciones de aislación de sus inmuebles.

Un aspecto importante a tener muy en cuenta es la duración de los artefactos y las viviendas. Los artefactos domésticos tienen una vida útil de unos 5 a 10 años, mientras que las viviendas tienen una vida útil de 30 a 60 años. De este modo, deficiencias en la construcción de viviendas no sólo tienen un impacto en el consumo presente sino que sus efectos se continúan y extienden a lo largo de muchas décadas, con lo cual el problema de la eficiencia energética en las viviendas debe ser encarado en forma integral y lo antes posible.

Por último, vemos que si se desea llegar al autoabastecimiento en la próxima década, será necesario generar las condiciones propicias que permitan una fuerte y sostenida inversión en el desarrollo masivo de los recursos no convencionales, como así también de nuevas fuentes de energía, que permitan una mayor diversificación de la matriz energética nacional, incorporando un importante contribución de las fuentes renovables.

La experiencia internacional indica que en general es más barato ahorrar una unidad de energía que producirla. Así es como la eficiencia energética se convierte en un protagonista

fundamental de las matrices energéticas de los países desarrollados, ya que es una fuentes de energía de bajo costo que no contamina.

Anexo 1

Plan de Obras de transporte y de distribución para el quinquenio 2015-2019

Como se describe en el texto de gas natural en Argentina, la situación de las obras a realizarse en el próximo quinquenio no está plenamente determinada en el marco de una Planificación Energética del Estado Nacional. Por una parte se prevé un incremento de la producción de los yacimientos de la cuenca neuquina pero dada la caída de producción que ocurrió en los últimos años todavía existe actualmente una capacidad de transporte disponible que podría ser utilizada sin necesidad de incrementos de capacidad****. Asimismo, los gasoductos transandinos al tener una capacidad de transporte que no está siendo usada, éstos eventualmente podrían servir para transportar GNL regasificado de las Plantas chilenas (Quintero en el Centro y Mejillones en el Norte). Algo similar podría ocurrir con el gasoducto de interconexión con Uruguay (Gasoducto Cruz del Sur) para abastecer la región GBA. En ese sentido no existe un plan de ampliación de la capacidad de GNL del país (dos actualmente en Bahía Blanca y en Escobar). De esta manera, el gasoducto GNEA constituye la principal obra de ampliación de la capacidad de transporte para los próximos 5 años, el cual se encuentra en fase de Licitación y construcción en diferentes etapas. Otra obra importante por su impacto para el próximo quinquenio es la ampliación del sistema de transporte y distribución de la Provincia de Córdoba que se encuentra en proceso de licitación por parte del Gobierno de esa provincia.

Antecedentes del Proyecto GNEA

El Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA) se circunscribe al propósito de saldar una histórica deuda con una de las regiones más postergadas del país: abastecer de gas natural por red a las provincias de Chaco, Corrientes, Formosa, Misiones y al norte de Santa Fe. La aprobación del proyecto GNEA se dispuso por el Decreto 1136/2010 del Poder Ejecutivo Nacional de fecha 9 de

**** A la fecha existe una capacidad de transporte excedente desde la Cuenca Neuquina de aproximadamente 30 Millones de m³/día. Como se discutió previamente, la proyección de oferta incremental de gas no convencional hacia fines de 2019 es de aproximadamente 14 a 28 Millones de m³/día, según se trate de escenarios de desarrollo lento o masivo de tight y shale gas, respectivamente.

agosto de 2010. Por dicho decreto se adecuó y amplió la traza del gasoducto, prevista en el anterior Decreto 267 de fecha 24 de marzo de 2007 que había establecido una traza provisoria del gasoducto.

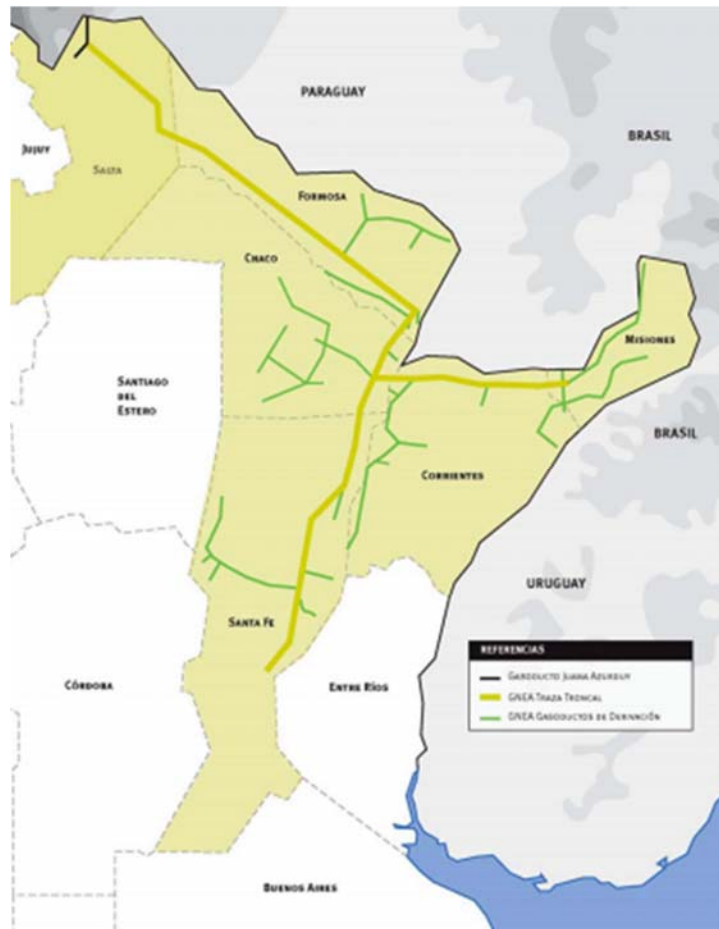
La finalización del Gasoducto de Integración Juana Azurduy y su vínculo con el futuro GNEA podrán abastecer esta región con el gas proveniente de Bolivia. Esto permitiría, según el Ministerio de Planificación incorporar al Sistema de Transporte de Gas Natural más de 3.400.000 personas que hoy en día se abastecen con otros recursos energéticos, que habitan en las 168 localidades dispuestas a lo ancho de las seis provincias. En partículas cinco de ellas, gracias a los más de 240 km de ramales que permitirán sumar al sistema más de 380 mil usuarios.

La columna vertebral del GNEA tiene una extensión total de 4.144 kilómetros de extensión (gasoducto troncal 1.468 km y gasoductos de derivación 2.676 km), ramificado en unos 15.000 km de cañerías para redes domiciliarias y con 8 plantas compresoras y 165 plantas reguladoras. La capacidad nominal proyectada del gasoducto es de 11,2 Millones de m³/día^{****}.

La Etapa I, que está en ejecución, beneficiará a 23 localidades, la Etapa II a 80 y la Etapa III a 65. Se trata en total de una inversión pública de 25.000 millones de pesos^{****} y el plazo de ejecución de la obra total es de aproximadamente tres años y medio. De las 168 localidades beneficiadas del Noreste Argentino (NEA), 31 son de Formosa, 34 de Chaco, 37 de Santa Fe, 1 de Salta, 26 de Corrientes y 39 de Misiones.

^{****} En el proyecto original se preveía que el gasoducto abastecería al final de su trayecto 5,3 Millones de m³/día. Dicho volumen representaría un 78,5% sobre la capacidad del proyecto actual.

^{***} El presupuesto estimado según Enarsa es de 2.735 millones de dólares (véase <http://www.enarsa.com.ar/index.php/es/gasnatural/127-gasoducto-del-noreste-argentino-gnea>).



Fuente: MPFIPyS

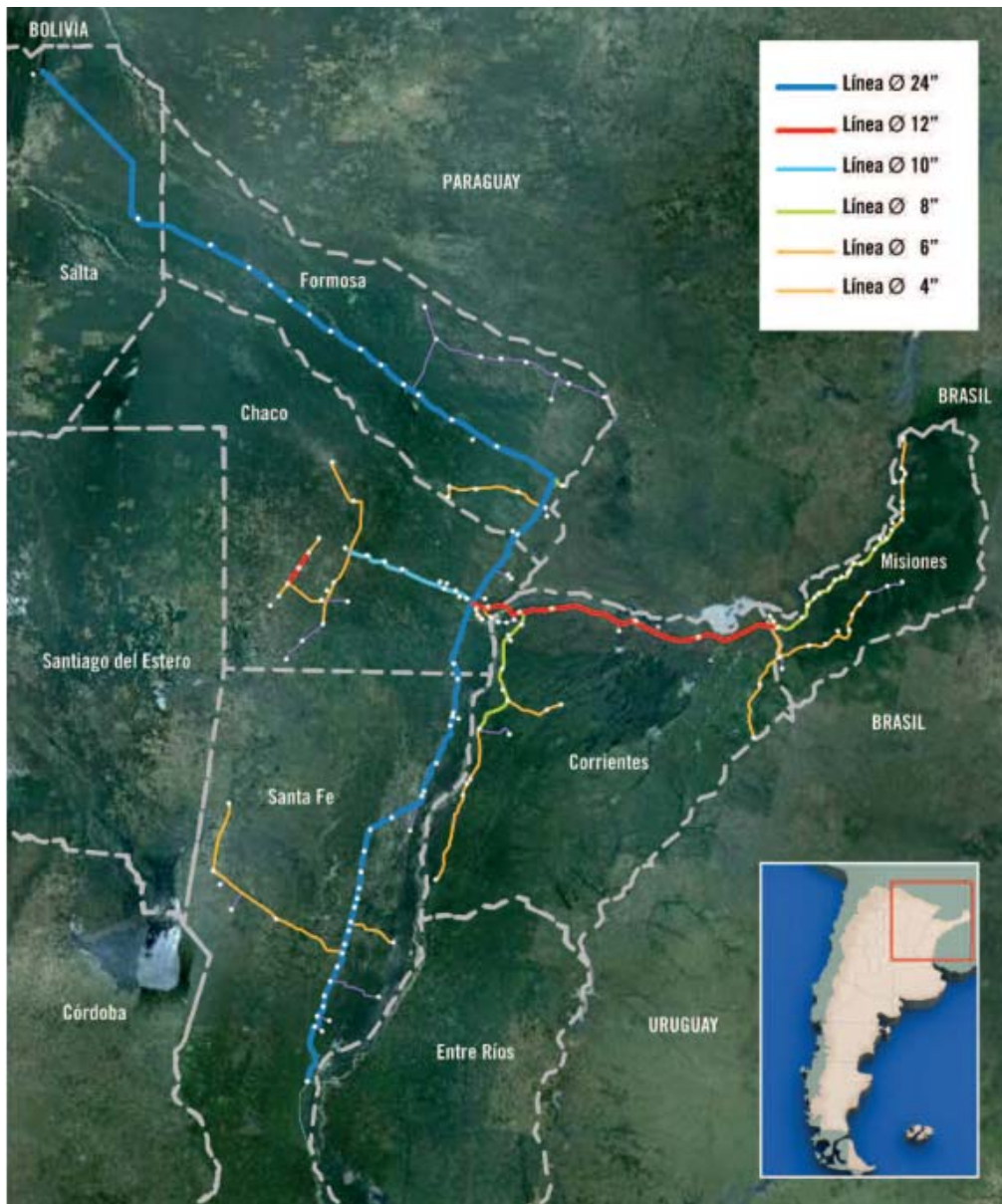
Según el ministerio de planificación, la Etapa I (que ya se encuentra en ejecución^{§§§§}) implica la generación de cerca de 10.000 empleos directos e indirectos. La segunda etapa en etapa de licitación para su inicio ^{*****} generará unos 11.000, mientras que la tercera redundará en 9.000 nuevos puestos de trabajo. Asimismo y de la inversión destinada a esta segunda etapa, la provincia de Santa Fe recibirá cerca de 3.400 millones de pesos, Formosa 3.600 millones y Chaco 4.400

^{§§§§} Para ello ya fueron adjudicados la compra de 800 km de cañería de Ø24" y su correspondiente instalación de los tramos de Salta, Formosa y Santa FE licitados en GNEA 003/2012 Ingeniería, adquisición de equipos y materiales y construcción (EPC)

^{*****} La "Ingeniería Básica de los tramos de Corrientes y Misiones" licitada en Licitación Pública Nacional N° 002/2012, se encuentra en análisis de oferta.

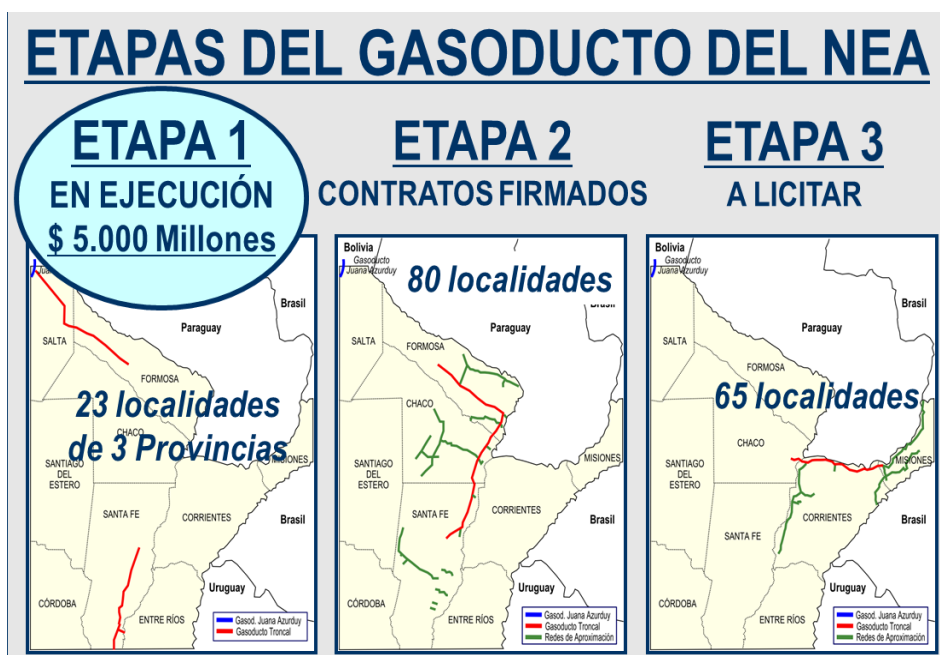
millones. Esto implica la creación de 3.400, 3.600 y 4.400 puestos de trabajo directos, respectivamente.

En el siguiente mapa se identifican los diámetros que engloban el ducto principal y ramales del Proyecto.



Fuente: MPFIPyS

Finalmente, a continuación se ilustran las tres etapas previstas para la construcción del ducto GNEA y sus ramales.



Fuente: MPFIPyS

Plan quinquenal de infraestructura gasífera de Córdoba

El gobierno de la Provincia de Córdoba inició en junio de 2015 la licitación pública internacional para la construcción de los gasoductos troncales correspondiente al denominado Plan Quinquenal de Infraestructura Gasífera de Córdoba.

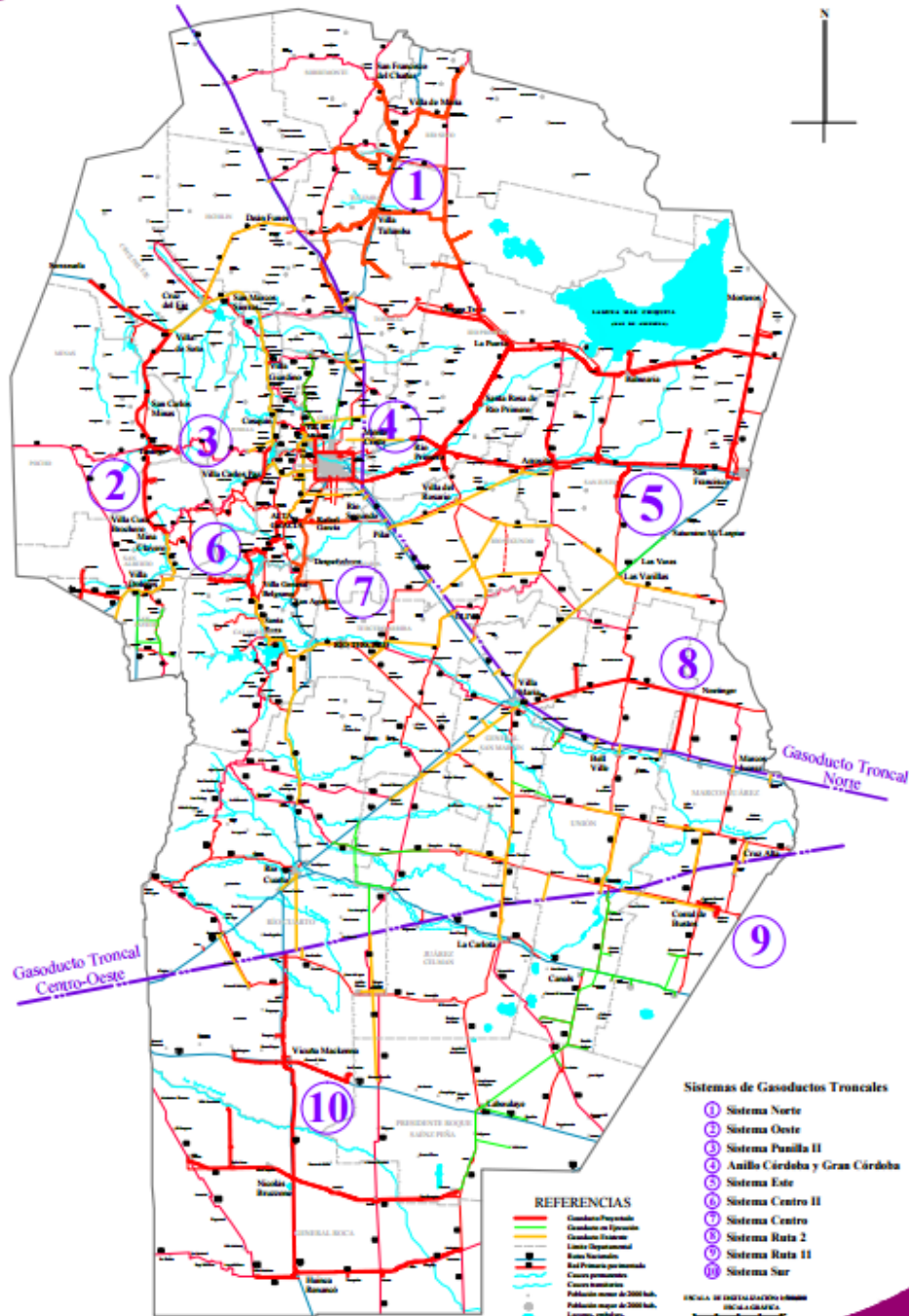
Este programa integral beneficiará a más de 685 mil cordobeses de 166 localidades, cubriendo un trayecto de 2.292 kilómetros y tendrá 181 instalaciones de superficie. La obra se ejecutará en un plazo de 48 meses y tiene una inversión de aproximadamente 8.000 millones de pesos. El plan duplicará la infraestructura gasífera existente, alcanzando una importante cobertura geográfica.

El plan también contempla la ejecución de gasoductos de distribución, ramales de aproximación, plantas reductoras de presión, estaciones de separación, medición y odorización, trampas de lanzamiento y recepción de scrapper; plantas reductoras de presión intermedias y enlaces ópticos.

Estas obras se desarrollarán a través de la Licitación Pública Internacional N°61/2015, con posibilidad de provisión de financiamiento parcial o total, mediante un sistema de cotización por renglones/sistemas.

La infraestructura de gas prevista abarcará los sistemas Norte, Sur, Este, Oeste, Anillo de Córdoba, Centro, Centro II, Punilla Sur, Ruta 11 y Ruta II. Dichos sistemas se identifican en el siguiente mapa.

GASODUCTOS DE LA PROVINCIA DE CÓRDOBA



Las mejoras y ampliaciones de los sistemas de transporte y de distribución de gas previstas en el período 2015-2035

A los efectos de evaluar los requerimientos de inversión en los sistemas de transporte y de distribución para los próximos 20 años se muestran en esta sección los principales resultados del Estudio publicado por el IAPG en julio de 2015 denominado el **“Desafío del downstream del gas en Argentina”**. En dicho Estudio se identifican las necesidades de mejoras y ampliaciones de los sistemas de transporte y distribución para el período 2015-2035, y se cuantifican los montos anuales de inversión requeridos en el sector gas en función a determinados supuestos proyectados para la demanda de gas y sus principales drivers (crecimiento del PBI, viviendas potenciales a ser abastecidas, diversificación de la matriz energética, etc.) y alternativas de oferta de producción nacional e importaciones para abastecimiento de esa demanda para el período 2015-2035.

Actualmente los sistemas de transporte de TGS y TGN, con una capacidad de 151,7 millones de m³-día, alcanzan una longitud de 15.923 km de gasoductos y 1.164.620 HP de potencia instalada de compresión. En la siguiente tabla se muestran las capacidades por gasoducto según información provista por ENARGAS.

Capacidad nominal de inyección por gasoducto (MM m³-día)

Según el citado Estudio del IAPG en el segmento de transporte se concluye que se debería invertir en el período 2015-2035 un monto total en el rango de 12.000-22.000 millones de dólares según escenarios de mínima o máxima demanda de gas. Estos extremos de niveles de demanda obedecen a mayores o menores supuestos de penetración en el tiempo y a dos escenarios de oferta de gas no convencional (masivo o lento desarrollo). Se afirma que en los primeros años no serían necesarias ampliaciones del sistema de transporte puesto que se cuenta con una capacidad ociosa de 57 millones de m³-día para la inyección de gas de producción local, parte de la cual se ocupa actualmente con gas de Bolivia. Se demuestra además que la capacidad remanente en los tramos, Neuquén-Bahía Blanca y Neuquén-San Jerónimo es de 30 millones de m³-día. Y que la capacidad del gasoducto Norte se completa con gas importado de Bolivia. Analizada esta situación, se concluye que los montos de inversión en el transporte supone: i) concluir con las ampliaciones

GASODUCTO	1993	2008	2009	2010	2011	2012	2013	% 2013 s/total	VARIACIÓN 1993-2013	
									MM m ³ /día	%
NORTE	13,40	24,80	24,80	24,80	24,80	26,52	26,52	17,48	0,00	97,93
CENTRO OESTE	11,20	34,10	34,10	34,10	34,10	34,10	34,10	22,47	0,00	204,46
TGN	24,60	58,90	58,90	58,90	58,90	60,62	60,62	39,95	0,00	146,43
NEUBA I ⁽¹⁾	11,00	14,10	14,10	14,40	14,40	15,96	15,15	9,98	0,00	37,73
NEUBA II	18,50	29,85	29,85	29,85	29,85	31,11	31,11	20,51	0,00	68,18
SAN MARTÍN	15,40	34,50	34,80	35,44	38,02	40,27	40,27	26,54	0,00	161,47
TGS ⁽²⁾	44,90	78,45	78,75	79,69	82,27	87,35	86,53	57,03	0,00	92,72
TOTAL TRANSPORTE	69,50	137,35	137,65	138,59	141,17	147,97	147,15	96,98	0,00	111,73
TOTAL DISTRIBUCIÓN ⁽³⁾	3,02	3,44	3,53	3,66	3,76	3,76	4,58	3,02	0,00	51,49
TOTAL SISTEMA ⁽¹⁾	72,52	140,79	141,18	142,25	144,93	151,73	151,73	100,00	0,00	109,22
VARIACIÓN ANUAL		4,55	0,39	1,07	2,685	6,8	0,0			

(1) Capacidad al 31 de diciembre de cada año.
(2) Incluye gasoductos regionales de transporte.
(3) Traspaso del Gasoducto Patagónico al Sistema de Distribución. Se trata de una reasignación, or lo que no se considera para la variación interanual.

Fuente: Informe Anual ENARGAS 2013.

en curso del orden de 6,5 millones de m³-día⁺⁺⁺⁺, ii) reforzar el anillo de GBA⁺⁺⁺⁺, y iii) construir entre 70 y 130 millones de m³-día entre 2019-2035^{§§§§§}.

Respecto al sistema de distribución, a fines de 2013 según información del Enargas, la longitud total de las redes del país asciende a 138.200 kilómetros aproximadamente. Nótese que a través de esas redes es posible abastecer actualmente en todo el país un total de 8,190 millones de usuarios.

++++ En el Anexo se incluye un resumen de las ampliaciones que fueron realizadas bajo un sistema de Fideicomiso y que son las que restan concluir (sobre el Gasoducto Sur).

++++ Instalación del segundo anillo de Buenos Aires para la alimentación a Centrales Eléctricas. Se trata de un sistema que conectaría el punto de Mercedes (TGS) con el de Cardales (TGN) con un gasoducto de 75 km de longitud y 36" de diámetro y una Planta compresora en Mercedes. Además la alimentación a las Generadoras Eléctricas requeriría de un ramal construyendo el gasoducto Rodríguez-Pacheco de 55 km y 30" de diámetro.

§§§§ En el escenario de mínima se construyen 4.600km de gasoductos y se incorpora una potencia incremental de compresión de 700.000 HP (29% y 60% respecto de los valores actuales del sistema respectivamente). En el escenario de máxima se prevé construir 8.000 km de loops y 1.200.000 hp de potencia incremental de compresión (un 50% y 105% de los valores actuales respectivamente)

Stock de Redes de Distribución (en kilómetros)

DISTRIBUIDORA	ACERO		TOTAL	H° F°	PLÁSTICO		EXTENSIÓN
	SIST. DISTR.	SIST. TRANS.		FUNDICIÓN	OTROS	P.E.	TOTAL
GAS NATURAL BAN S.A.	14.090,94	382,33	14.473,27	53,80		9.668,22	24.195,29
CAMUZZI GAS DEL SUR S.A.	6.654,00	3.156,00	9.810,00			6.460,00	16.270,00
CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.	9.639,90	4.240,00	13.879,90			12.309,68	26.189,58
GASNOR S.A.	5.116,24	525,74	5.641,98			4.810,19	10.452,17
LITORAL GAS S.A.	4.861,84	641,32	5.503,16			6.355,85	11.859,01
METROGAS S.A.	6.596,69	274,34	6.871,03	3.046,27		6.826,37	16.743,67
GAS NEA S.A.	323,09	793,42	1.116,51			2.612,30	3.728,81
DISTRIB. DE GAS CUYANA S.A.	4.237,69	1.040,17	5.277,86			7.818,62	13.096,48
DISTRIB. DE GAS DEL CENTRO S.A.	5.880,93	1.368,35	7.249,28			8.381,80	15.631,08
TOTALES	57.401,32	12.421,67	69.822,99	3.100,07	0,00	65.243,03	138.166,09

No se incluye la extensión de los sistemas de distribución operados por Subdistribuidores (SDB).

Fuente: Informe Anual ENARGAS 2013.

En el Estudio prospectivo del IAPG se prevé que en el segmento de distribución se debería invertir a lo largo del período 2015-2025 entre 3.246 y 10.300 millones de dólares, según escenarios de penetración constante (56% de la población abastecida) o incremento de penetración (76% de la población). La diferencia entre ambos escenarios es producto para el escenario de máxima de mayores tasas de penetración por expansión del servicio en nuevas áreas, como por ejemplo las provincias abastecidas por el Gasoducto GNEA. Así en el primer escenario sólo se agregan 1,6 millones de usuarios versus 5,1 millones en el caso de máxima penetración. En el caso de máxima penetración el sistema de distribución de ampliaría en 86.900 kilómetros de redes y se agregarían 1420 estaciones de regulación. En tanto que en el escenario de mínima, se extenderían 27.381 kilómetros de redes y se construirían 447 estaciones de regulación. También se considera una modernización sustancial del sistema a través de medidores inteligentes, sistemas de búsqueda de fugas mediante uso de láser, usos de polietileno para alta presión, telecomando generalizado de válvulas. Por último, el incremento de usuarios en el sistema implica la construcción de nuevas instalaciones internas. Los montos de inversión previstos en el sistema de distribución resultan para el período 2015-2035 en el rango de 10.300-3.246 millones de dólares, para los escenarios de máxima y mínima penetración respectivamente. Nótese que en el escenario de máxima penetración los montos de inversión se distribuyen en 30% en la regiones de GBA y en 70% en el resto del país, y que los mismos generarían un caudal aproximado de 30.000 puestos de trabajo por año

En resumen, las previsiones del Estudio de IAPG para el escenario de máxima supone inversiones anuales de:

- 1) 1.100 millones de dólares por año en ampliaciones de gasoductos y obras de sustentabilidad de la infraestructura del sistema de transporte.

- 2) 620 millones de dólares por año para ampliaciones de redes de distribución, estaciones reguladoras, obras de sustentabilidad y modernización tecnológica en los sistemas de distribución.
- 3) 290 millones de dólares por año adicionales por año en las instalaciones internas de los nuevos usuarios.

Inversión total proyectada en el sector gasífero para el período 2015-2030

En esta sección se concluye con los montos de inversión proyectados para el período 2015-2030 para los tres eslabones de la cadena de valor del sector gasífero: producción, transporte y distribución.

En el caso de la producción de gas no convencional –que en 2014 alcanzó 11,68 millones de m³-día- se simulan dos escenarios de su evolución futura al año 2030: i) el de mayor crecimiento, denominado Escenario de Desarrollo Masivo (EDM) que supone alcanzar al final del período un total de 162,22 millones de m³-día, ii) el de menor crecimiento, denominado Escenario de Desarrollo Lento (EDL) que llega a un valor bastante menor de 75.69 millones de m³-día. Los montos de inversión en el período 2015-2030 resultan en el rango de 148.330 a 80.629 millones de dólares para los Escenarios EDM y EDL, respectivamente.

Respecto a los requerimientos de inversión para el sistema de transporte se prevé la materialización en el período 2015-2019 de las obras de los gasoductos del GNEA y de la Provincia de Córdoba que ya fueron decididas por los Gobiernos Nacional y Provincial respectivamente y que fueron desarrollados previamente en la sección A. Adicionalmente para el período 2018-2030 se considera lo proyectado en el Estudio antes citado del IAPG que distingue dos extremos de inversión según los escenarios de máxima o mínima penetración del gas. Sumando ambos períodos se llegaría a inversiones totales de 15.605 millones de dólares en el escenario de mínima y de 25.605 millones de dólares en el escenario de máxima.

Finalmente, para la inversión estimada en el sistema de distribución se consideran los montos proyectados por el Estudio del IAPG, en concepto de: i) extensión de nuevas redes, ii) sustentabilidad de las redes actuales, e iii) instalaciones internas. El rango de inversión del segmento de distribución, en el período 2015-2030, para los escenarios de máxima y mínima penetración, resulta entre 5.738 y 14.560 millones de dólares.

En las siguientes Tablas se muestran los valores proyectados anuales de inversión para los tres eslabones analizados: producción, transporte y distribución. El requerimiento de inversión anual promedio correspondiente al escenario de máxima (18.072 Millones de dólares-año ó 166.263 millones de pesos-año) supera en un 80% los niveles de inversión proyectados en el escenario de mínima (9.990 millones de dólares-año ó 91.905 millones de pesos-año).

1) Escenario de Máxima Penetración

Inversión Sector Oil&Gas 2015 -2030																	
en millones de USD constantes a precios de 2015																	
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Gas convencional	4,506	5,141	5,635	5,863	6,004	6,021	6,173	6,499	6,713	6,837	6,879	6,937	6,958	6,918	6,847	6,726	100,658
Gas No convencional	4,160	4,746	5,523	6,102	6,636	7,068	7,699	8,615	9,463	10,255	10,989	11,812	12,641	13,429	14,220	14,972	148,330
Upstream	8,666	9,887	11,158	11,965	12,640	13,089	13,873	15,114	16,176	17,092	17,868	18,748	19,599	20,346	21,067	21,698	248,988
Transporte Gasoducto GNEA	543	1,239	476	476													2,735
Transporte Nuevos Gasoducto Córdoba	0	217	217	217	217												870
Transporte Ampliaciones Gtos Neuquén/Sur/Tramos Finales	0	0	0	0	938	938	2,132	2,132	2,132	2,132	2,132	2,132	1,833	1,833	1,833	1,833	22,000
Transporte	543	1,457	694	694	1,155	938	2,132	2,132	2,132	2,132	2,132	2,132	1,833	1,833	1,833	1,833	25,605
Distribución Nuevas Redes	515	515	515	515	515	515	515	515	515	515	515	515	515	515	515	515	8,240
Distribución Sustentabilidad Redes actuales	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	1,680
Distribución Instalaciones Internas	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290	4,640
Distribución	910	910	910	910	910	910	910	910	910	910	910	910	910	910	910	910	14,560
Total Sector Oil&Gas	10,119	12,254	12,761	13,569	14,705	14,937	16,914	18,156	19,218	20,134	20,910	21,790	22,342	23,090	23,810	24,442	289,152
Inversión Sector Oil&Gas 2015 -2030																	
en millones de pesos constantes a precios de 2015																	
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Gas convencional	41,457	47,300	51,840	53,940	55,237	55,392	56,795	59,792	61,762	62,899	63,290	63,820	64,009	63,644	62,990	61,883	926,050
Gas No convencional	38,268	43,662	50,813	56,142	61,052	65,025	70,834	79,260	87,062	94,349	101,099	108,666	116,298	123,544	130,825	137,740	1,364,638
Upstream	79,726	90,962	102,653	110,082	116,289	120,417	127,629	139,052	148,823	157,248	164,388	172,486	180,308	187,187	193,815	199,623	2,290,687
Transporte Gasoducto GNEA	5,000	11,400	4,381	4,381	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25,162
Transporte Nuevos Gasoducto Córdoba	0	2,000	2,000	2,000	2,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,000
Transporte Ampliaciones Gtos Neuquén/Sur/Tramos Finales	0	0	0	0	8,629	8,629	19,612	19,612	19,612	19,612	19,612	19,612	16,867	16,867	16,867	16,867	202,400
Transporte	5,000	13,400	6,381	6,381	10,629	8,629	19,612	19,612	19,612	19,612	19,612	19,612	16,867	16,867	16,867	16,867	235,562
Distribución Nuevas Redes	4,738	4,738	4,738	4,738	4,738	4,738	4,738	4,738	4,738	4,738	4,738	4,738	4,738	4,738	4,738	4,738	75,808
Distribución Sustentabilidad Redes actuales	966	966	966	966	966	966	966	966	966	966	966	966	966	966	966	966	15,456
Distribución Instalaciones Internas	2,668	2,668	2,668	2,668	2,668	2,668	2,668	2,668	2,668	2,668	2,668	2,668	2,668	2,668	2,668	2,668	42,688
Distribución	8,372	8,372	8,372	8,372	8,372	8,372	8,372	8,372	8,372	8,372	8,372	8,372	8,372	8,372	8,372	8,372	133,952
Total Sector Oil&Gas	93,098	112,734	117,406	124,835	135,290	137,418	155,613	167,036	176,808	185,232	192,373	200,470	205,546	212,426	219,054	224,862	2,660,201

2) Escenario de Mínima Penetración

Inversión Sector Oil&Gas 2015 -2030																	
en millones de USD constantes a precios de 2015																	
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Gas convencional	4,309	4,382	4,197	3,941	3,726	3,646	3,684	3,639	3,576	3,504	3,404	3,340	3,267	3,179	3,084	2,984	57,862
Gas No convencional	3,977	4,045	4,114	4,102	4,118	4,280	4,595	4,824	5,040	5,256	5,437	5,687	5,936	6,170	6,404	6,641	80,629
Upstream	8,286	8,427	8,311	8,043	7,845	7,927	8,279	8,464	8,616	8,760	8,841	9,027	9,204	9,349	9,488	9,625	138,491
Transporte Gasoducto GNEA	543	1,239	476	476													2,735
Transporte Nuevos Gasoducto Córdoba	0	217	217	217	217												870
Transporte Ampliaciones Gtos Neuquén/Sur/Tramos Finales	0	0	0	0	0	0	943	943	1,071	1,071	1,071	1,071	1,457	1,457	1,457	1,457	12,000
Transporte	543	1,457	694	694	217	0	943	943	1,071	1,071	1,071	1,071	1,457	1,457	1,457	1,457	15,605
Distribución Nuevas Redes	162	162	162	162	162	162	162	162	162	162	162	162	162	162	162	162	2,597
Distribución Sustentabilidad Redes actuales	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	1,680
Distribución Instalaciones Internas	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	1,462
Distribución	359	359	359	359	359	359	359	359	359	359	359	359	359	359	359	359	5,739
Total Sector Oil&Gas	9,189	10,242	9,364	9,095	8,421	8,285	9,581	9,765	10,046	10,190	10,271	10,458	11,020	11,165	11,304	11,441	159,835
Inversión Sector Oil&Gas 2015 -2030																	
en millones de pesos constantes a precios de 2015																	
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Gas convencional	39,642	40,314	38,615	36,256	34,281	33,546	33,895	33,483	32,895	32,238	31,315	30,730	30,059	29,243	28,369	27,450	532,330
Gas No convencional	36,593	37,213	37,850	37,736	37,889	39,380	42,273	44,384	46,371	48,357	50,023	52,323	54,615	56,766	58,921	61,099	741,791
Upstream	76,235	77,526	76,465	73,992	72,170	72,926	76,168	77,866	79,266	80,595	81,338	83,053	84,674	86,009	87,290	88,549	1,274,122
Transporte Gasoducto GNEA	5,000	11,400	4,381	4,381	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25,162
Transporte Nuevos Gasoducto Córdoba	0	2,000	2,000	2,000	2,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,000
Transporte Ampliaciones Gtos Neuquén/Sur/Tramos Finales	0	0	0	0	0	0	8,674	8,674	9,857	9,857	9,857	9,857	13,406	13,406	13,406	13,406	110,400
Transporte	5,000	13,400	6,381	6,381	2,000	0	8,674	8,674	9,857	9,857	9,857	9,857	13,406	13,406	13,406	13,406	143,562
Distribución Nuevas Redes	1,493	1,493	1,493	1,493	1,493	1,493	1,493	1,493	1,493	1,493	1,493	1,493	1,493	1,493	1,493	1,493	23,889
Distribución Sustentabilidad Redes actuales	966	966	966	966	966	966	966	966	966	966	966	966	966	966	966	966	15,456
Distribución Instalaciones Internas	841	841	841	841	841	841	841	841	841	841	841	841	841	841	841	841	13,452
Distribución	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300	52,796
Total Sector Oil&Gas	84,535	94,226	86,146	83,673	77,469	76,225	88,142	89,840	92,423	93,752	94,495	96,210	101,380	102,714	103,995	105,255	1,470,480

Referencias

- ¹ International energy agency (IEA) World Energy Outlook 2014, <https://www.iea.org>
- ² Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) Quinto Informe de Evaluación. 2014, <http://www.ipcc.ch/>
- ³ Informe de la Comisión Mundial sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo (Comisión Brundtland): Nuestro Futuro Común ONU (11/12/1987) <http://www.un.org/spanish/esa/sustdev/agenda21/agreed.htm>
- ⁴ Secretaría de Energía de la Nación Argentina. Balance Energético Nacional serie 1970-2013, Enero 2015 <http://energia3.mecon.gov.ar>
- ⁵ USA Energy Information Administration (EIA) - *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*. 2013, <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>
- ⁶ *Shale oil y Shale gas en Argentina. Estado de situación y prospectiva*, N. Di Sbroiavacca, Informe de Trabajo Fundación Bariloche 2013, <http://www.fundacionbariloche.org.ar/>
- ⁷ Ente Nacional Regulador del Gas de Argentina (ENARGAS) www.enargas.gov.ar
- ⁸ H. N. Giampaoli, Vaca Muerta: Dos años de shale en la Argentina Análisis estadístico de producción a noviembre de 2012, Petrotecnia, LV p.40-54, febr, 2012
- ⁹ *Energy Transitions: History, Requirements, Prospects*, Vaclav Smil, Praeger, Santa Barbara, CA. 2010.
- ¹⁰ Fundación MetroGAS: el rescate del patrimonio histórico de la industria gasífera, Petrotecnia (IAPG) LI, 98, abril de 2010. <http://www.metrogas.me/donapetronayelgas/>
- ¹¹ *Modelo generalizado de predicción de consumos de gas natural a mediano y corto plazo I* - S.Gil, et al. Gas & Gas – Publicación para la Industria Gasífera - Año IV- Nº 48, 24-30(2002) y IV- Nº 49, (2002)
- ¹² *Generalized model of prediction of natural gas consumption* by S.Gil et al., Journal of Energy Resources Technology- Vol. 126 p. 90 June. 2004. The American Association of Mechanical Engineers.(ASME International)
- ¹³ *¿Cómo se distribuye el consumo residencial de gas?* Modos de promover un uso más eficiente del gas,. R.Prieto, S.Gil. [ed.] IAPG. 5, Buenos Aires: Petrotecnia, Diciembre de 2013, Vol. LIV, págs. 86 - 92.
- ¹⁴ *Modelo generalizado de predicción de consumos de gas natural a mediano y corto plazo I* - S.Gil, J. Deferrari y .L. Duperron Gas & Gas - Pub. para la Industria Gasífera - Año IV- Nº 48, 24 (2002)
- ¹⁵ *Modelo generalizado de predicción de consumos de gas natural a mediano y corto plazo II* - S.Gil, J. Deferrari y .L. Duperron Gas & Gas - Pub. para la Industria Gasífera - Año IV- Nº 49, (2002)
- ¹⁶ *Generalized model of prediction of natural gas consumption* - S.Gil and J. Deferrari, Journal of Energy Resources Technology Journals of The American Association of Mechanical Engineers.(ASME International), Vol. 126 June. 2004.
- ¹⁷ *Caracterización de los inviernos según su impacto en el consumo de gas natural*- S.Gil, L. Pomerantz y R. Ruggero. Petrotecnia (Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas) XLVI, N04, septiembre (2005)
- ¹⁸ *Human Development Report 2006* – Naciones Unidas - <http://hdr.undp.org/>
- ¹⁹ Banco Mundial (WB) Datos de libre acceso del Banco Mundial: <http://www.bancomundial.org/>
- ²⁰ Arthur Rosenfeld en Wikipedia : http://en.wikipedia.org/wiki/Arthur_H._Rosenfeld y California Energy Commission <http://www.energy.ca.gov/commissioners/rosenfeld.html>
- ²¹ *The Art Of Energy Efficiency: Protecting the Environment with Better Technology*, A.H. Rosenfeld, Annu. Rev. Energy Environ. 1999. 24:33–82 Annu. Rev. Energy Environ. 24:33–82 (1999). <http://www.nrdc.org/air/energy/appliance/app1.pdf>
- ²² ENARGAS www.enargas.gov.ar (Transporte y Distribución, Datos operativos).
- ²³ *Eficiencia energética:¿un camino sustentable hacia el autoabastecimiento?*, S. Gil y R. Prieto, Petrotecnia (Revista del IAPG) LIII, N°6, (pag. 90-99) Diciembre (2012).
- ²⁴ *Ahorro Energético en el Consumo de Gas Residencial Mediante Aislamiento Térmico en la Construcción*, V. L. Volantino, P. A. Bilbao, Unidad Técnica Habitabilidad Higrotérmica – INTI Construcciones -Instituto Nacional de Tecnología Industrial, P. E. Azqueta, P. U. Bittner, A. Englebert, M. Schopflocher, Integrantes del Comité Ejecutivo de INTI Construcciones; Comisión de Trabajo URE en Edificios

<http://www.mastropor.com.ar/Novedades/07AHORRO.pdf>,

http://www.inti.gov.ar/construcciones/pdf/ahorros_aislamiento_termico.pdf

²⁵ *Etiquetado de artefactos a gas, Hacia un uso más eficiente de la energía*, S. Gil, E. Bezzo, M.A. Maubro J. M. Miotto y R. Prieto, *Petrotécnica* (Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas) LII, N08, (pag. 104-111).

²⁶ *¿Es posible disminuir nuestras importaciones de gas?* S. Gil – *Petrotécnica* (Revista del IAPG) LV, N°3 (pag. 82-91) Sep. (2014).

²⁷ A. Lanson et al, *Aprovechamiento de la energía solar en la Argentina*, *Petrotécnica* (Revista del IAPG) LV, N°1, (pag. 62-70) Feb. (2014).

²⁸ *Barreras al desarrollo de energía solar térmica en Argentina*, R. Prieto, L. Iannelli y S. Gil, 5° Congreso Internacional Solar Cities, Buenos Aires, Argentina, 17 y 18 de noviembre.

²⁹ *Regulación del termostato: un modo simple y racional de ahorrar energía en calefacción y refrigeración*, R. Prieto y S. Gil, *Petrotécnica* (Revista del IAPG) LV, N05, (pag. 102-104) Dic. (2014).

³⁰ *Posibilidades de ahorro de gas en Argentina- Hacia un uso más eficiente de la energía* S. Gil, *Petrotécnica*(Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas) L, N°2, (pag. 80-84) Abril (2009).

³¹ *Eficiencia en el uso del gas natural en viviendas unifamiliares de la ciudad de Bariloche*, A. D. González, E. Crivelli, S. Gortari, *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, Vol. 10, p(07-01) 2006.

³² *¿Cómo se distribuye el consumo residencial de gas? Modos de promover un uso más eficiente del gas*, *Petrotécnica*, S. Gil y R. Prieto. (Revista del IAPG) LIV, N06, (pag. 81-92) Dic. (2013).

³³ *Eficiencia energética en el transporte Autos eléctricos*, S. Gil y R. Prieto, *Petrotécnica* (Revista del IAPG) LIV, N°3, (pag. 43-59) Junio (2013).

³⁴ *Eficiencia energética en el transporte Autos eléctricos*, S. Gil y R. Prieto, *Petrotécnica* (Revista del IAPG) LIV, N°3, (pag. 43-59) Junio (2013).

³⁵ Secretaría de Energía de la Nación - Inversiones en base a Declaraciones Juradas de las compañías.

<http://www.energia.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3331>

³⁶ "Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States". U.S. Energy Information Administration June 10, 2013.

<http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>

³⁷ Accenture "International Development of Unconventional Resources: If, where and how fast?" . june 2014. <https://www.accenture.com/dk-en/insight-international-development-unconventional-resources.aspx>

³⁸ 62º CONVENCION ANUAL 2014, Cámara Argentina de la Construcción (2014). *Vaca muerta y su impacto en infraestructura*. http://shaleseguro.com/wp-content/uploads/2014/11/Vaca_Muerta_Ing_Lago-Convenci%C3%B3n-1.pdf

³⁹ El desafío del Downstream del gas en la Argentina, IAPG Julio 2015,

<http://www.shaleenargentina.org.ar/>

⁴⁰ Luciano Codeseira, "Análisis Espacial del Desarrollo del Shale Gas de Vaca Muerta" TESIS DE MAESTRIA EN ENERGIA . UBA (2013)

⁴¹ Boulis A., Ilk D. y Blasingame T: "A New Series of Rate Decline Relations Based on the Diagnosis of Rate-Time Data" PETROLEUM SOCIETY CANADIAN INSTITUTE OF MINING, METALLURGY & PETROLEUM (2009)

⁴² Ilk D., Currie S.M., Symmons D., y Blasingame T.A.: "Hybrid Rate-Decline Models for the Analysis of Production Performance in Unconventional Reservoirs" (2010) SPE 135616

⁴³ Ilk D., Perego, A.D., Rushing, J.A., y Blasingame, T.A.: "Exponential vs. Hyperbolic Decline in Tight Gas Sands - Understanding the Origin and Implications for Reserve Estimates Using Arps' Decline Curves" (2008) SPE 116731.

⁴⁴ CODESEIRA (Idem)