

//// **ENERGÍA** ////
GAS NATURAL

FUTURO DEL GAS NATURAL EN ARGENTINA EN EL MARCO DEL NUEVO PARADIGMA ENERGÉTICO NACIONAL E INTERNACIONAL

Salvador Gil
Luciano Codeseira
Roberto Prieto

CONTENIDOS



01

07

INTRODUCCIÓN

1

09

EL GAS NATURAL
EN EL MUNDO

2

13

CONSUMO DE GAS
EN ARGENTINA

24

DEMANDA
DE GAS NATURAL
COMPRIMIDO (GNC)

25

CONSUMO
INDUSTRIAL

27

CONSUMO DE
CENTRALES ELÉCTRICAS
A GAS

28

PROYECCIÓN DEL
CONSUMO TOTAL

29

PROYECCIÓN DE
LA OFERTA DE GAS
EN ARGENTINA

3

31

CONCLUSIONES

4

33

TRABAJOS
CITADOS

A1

35

INVERSIONES
PROYECTADAS
EN EL SECTOR
GAS 2019-2030

A2

41

REFLEXIONES SOBRE
LA PROVISIÓN DE
SERVICIOS ENERGÉTICOS
EN POBLACIONES
DISPERSAS Y DE BAJOS
RECURSOS

INTRODUCCIÓN

La disponibilidad de energía es fundamental para el desarrollo social y económico de cualquier país. Sin embargo, lograr este objetivo a precios razonables y accesibles, que promuevan el desarrollo económico y la inclusión social, minimizando los impactos ambientales a corto y largo plazo; es un desafío insoslayable para todo país. En estos años estamos observando muchos cambios significativos en el mercado de la energía en el mundo. Por una parte, asistimos a un gran desarrollo de las nuevas energías renovables, en particular la eólica y solar fotovoltaica (FV), que ya están desplazando a otras fuentes tradicionales en la generación eléctrica. Por otra parte, el gran desarrollo de shale gas en el mundo y en particular en los EE.UU., y en los últimos años también en Argentina y otros países, plantea un nuevo escenario energético a nivel mundial.

En el sector eléctrico el gas natural, junto a las energías renovables, ofrecen varias ventajas importantes a corto y mediano plazo. Los precios bajos del gas natural frente a la recuperación global de precios del petróleo y el carbón. En un marco de políticas de descarbonización y reducción de los impactos ambientales de las principales economías consumidoras, han dado lugar a un cambio significativo en competitividad del gas natural y las nuevas renovables a nivel mundial. Con adecuada supervisión regulatoria, la quema de gas natural y un mayor uso de las renovables, en lugar de usar carbón y líquidos derivados del petróleo en la generación eléctrica, se podría contribuir a reducir la contaminación del aire y mitigar las emisiones de gases efecto de invernadero (GEI), proporcionando beneficios inmediatos para la salud pública y el medio ambiente.

Por otra parte, debido a que las plantas generadoras de electricidad a gas natural pueden subir y bajar su potencia generadora con relativa facilidad; las centrales a gas pueden complementar a la generación de las nuevas energías renovables (NER), principalmente eólica y solar fotovoltaica, cuya principal limitación es su intermitencia. Así la integración eléctrica, incluyendo las distintas fuentes como: gas, hidráulica, eólica, solar, nuclear y otros renovables, junto a una integración regional más amplia, abren nuevas oportunidades y desafíos que debemos analizar e incorporar en el futuro cercano.

A nivel local, existe un gran consenso en que el gas natural seguirá teniendo un rol protagónico en la matriz energética Argentina. Además, los recursos de shale oil y de shale gas, que ya están siendo explotados, continúan perfilándose como una gran oportunidad para el país. Por otra parte, el nuevo escenario de precios del gas a nivel local y mundial, hacen necesario reevaluar los escenarios tanto de la oferta como la demanda, y visualizar nuevos escenarios que permitan el desarrollo de potencialidades que el país tiene en energía.

En la actualidad el gas natural es una fuente energética que continua en ascenso a nivel global y tiene un protagonismo creciente en el mix mundial y regional. En gran medida a su versatilidad, flexibilidad y su menor impacto ambiental, en comparación con otras fuentes fósiles. Además, como ya mencionamos, tiene la posibilidad de complementar las energías renovables y el desarrollo de una cadena de valor cada vez más competitiva, retroalimentan su proceso de crecimiento.

En este trabajo nos proponemos realizar una revisión del sector del gas natural en Argentina y el mundo y analizar algunos escenarios probables de evolución de este combustible en el país para la década 2019 - 2030. Se realiza una revisión de los cambios recientes en el sector y se discute el equilibrio de la oferta y demanda de gas en el período analizado. Al mismo tiempo se describen las prin-

cipales obras de infraestructura que este sector demandará para este período. Si bien, hay un gran consenso en que el gas natural seguirá teniendo un rol protagónico en la matriz energética Argentina, ante los nuevos desafíos globales y locales, es imprescindible incorporar y profundizar la sostenibilidad en el desarrollo energético nacional.

1

EL GAS NATURAL EN EL MUNDO

En la primera década del presente siglo, experimentamos varios años de precios altos del barril de petróleo, se acentuaron señales de agotamiento las reservas globales de petróleo y se consolidó una mayor conciencia del impacto en el ambiente de la quema de combustibles fósiles. Esto estimuló un sostenido desarrollo y expansión del mercado global de gas natural. En particular, a partir de la segunda década del siglo, hemos experimentado los que podríamos denominar la "revolución del shale" que llevó a casi duplicar la producción de gas en los EE.UU. con similares potencialidades en otros países, y poner en sería discusión las originales previsiones

de un agotamiento cercano de las reservas de combustibles fósiles.

Por otra parte, la electricidad se presenta como el insumo energético de mayor crecimiento en su demanda global y local. No cabe duda de que la electricidad es la energía de las nuevas tecnologías. El gas natural y las energías renovables se perfilan como las opciones más promisorias en el futuro de la producción de electricidad tanto en los EE. UU. como en el mundo, sin ninguna otra fuente de energía que se acerque al potencial de esta combinación en las próximas décadas.

INTENSIDAD DE CARBONO

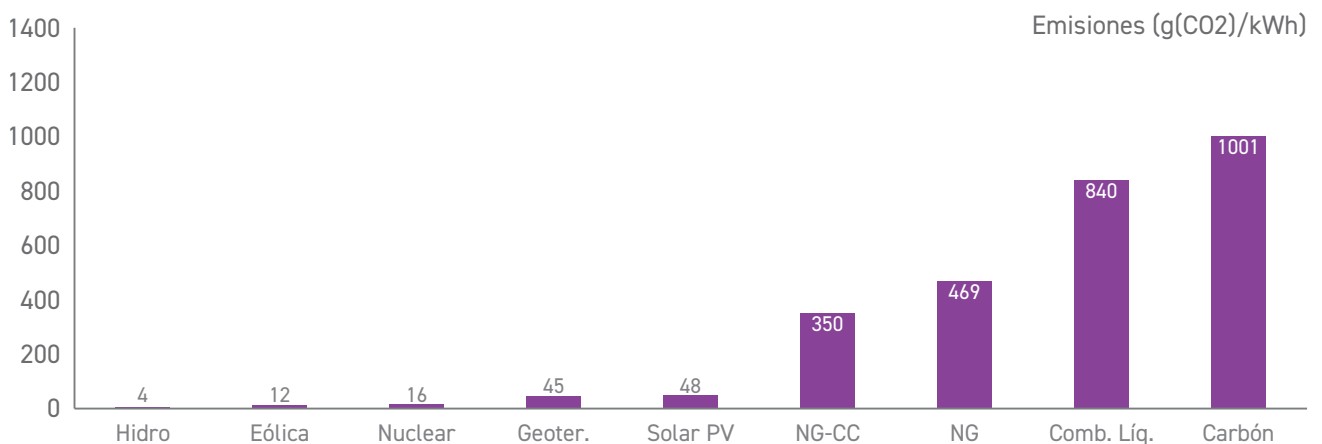


Gráfico 1. Emisiones de CO₂ por kWh de energía eléctrica producida, o Intensidad de carbono, de las principales fuentes de generación eléctrica. Las barras de error indican las variaciones de distintas tecnologías para una misma fuente y también discrepancias en sus estimaciones. Hidro indica energía hidroeléctrica, NG-CC centrales de ciclo combinado a gas natural, NG centrales de gas de ciclo abierto. Comb. Líq. centrales que trabajan con combustibles líquidos (gasoil o fueloil) de ciclo abierto

El gas natural, es el hidrocarburo con menos contaminante ambientales y con menores emisiones de CO2 por unidad de energía. En el Gráfico 1 se ilustra la intensidad de carbono de las principales fuentes de electricidad, en g(CO2)/kWh, [1], [2] se encamina a convertirse en el combustible con mejor futuro para la generación termoeléctricas que facilitaría y complementaría la transición energética en ciernes. La IEA espera que el gas natural alcance el 25% de la oferta primaria en 2040, [3] lo cual representaría un incremento del 45% respecto a los niveles del 2016,

frente a un magro incremento de petróleo y carbón, 9% y 6% respectivamente. [4] En los Gráficos 2 y 3 se muestran las expectativas de importación y exportación de gas natural licuado (GNL o NLG) de los principales actores en el próximo quinquenio según la IEA. [4] En estos gráficos, la unidad en que se miden los volúmenes de gas es el bcm, o sea billón de metros cúbico al año (es decir: 109 m3/año o bien 1 km3/año). Una producción de unos 100 millones de m3/día, equivalen a la producción total de gas de argentina, equivale a unos 36 bcm al año.

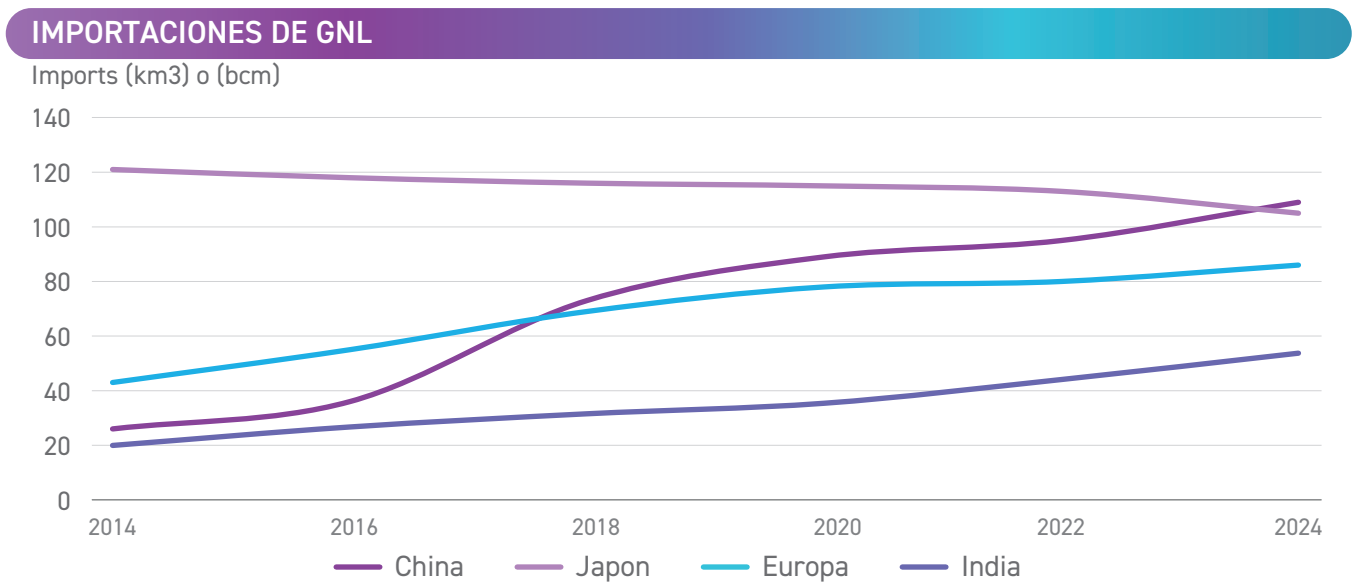


Gráfico 2. Expectativas de importación de gas natural licuado (GNL) de los principales actores en el próximo quinquenio según la IEA. [4] La unidad usada en el eje vertical es el bcm o Billón de metros cúbico al año (109 m3/año). Una producción de unos 100 millones de m3/día, equivalente a la producción total de argentina, corresponde a uno 36 bcm al año.

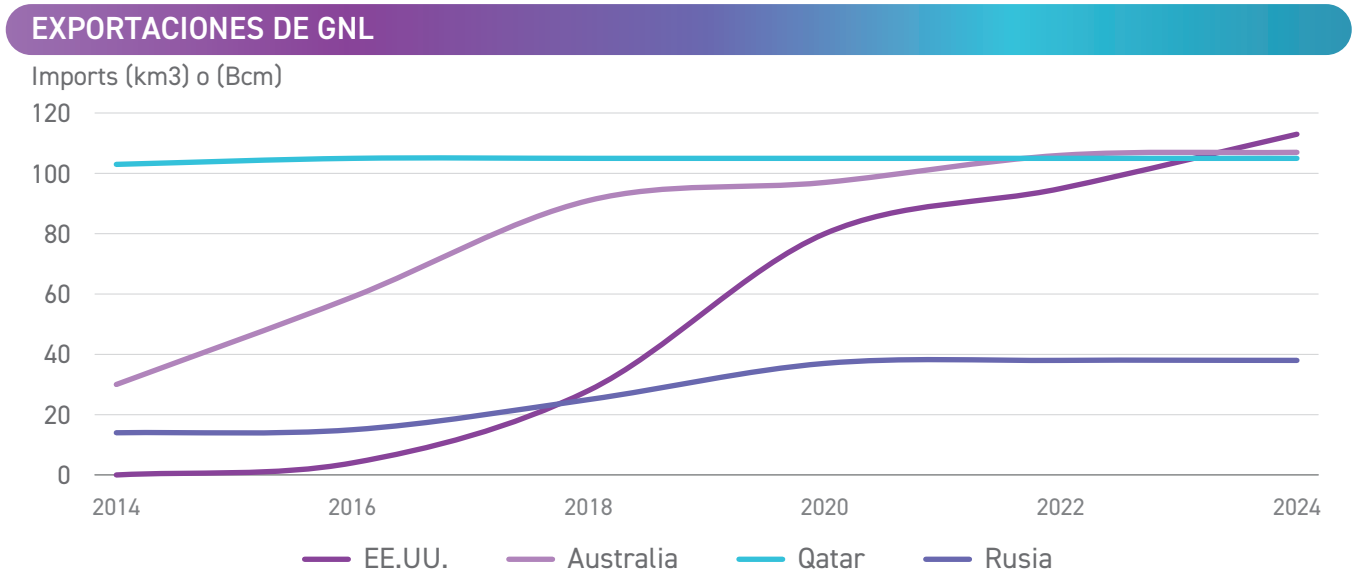


Gráfico 3. Expectativas de exportación de gas natural licuado (GNL) de los principales posibles exportadores en el próximo quinquenio según la IEA. [4] La unidad usada en el eje vertical es el bcm o Billón de metros cúbico al año (109 m3/año).

En el mercado global de gas natural, cabe destacar que frente a las limitaciones que presenta el mercado de gas natural vía gasoducto, el gas natural licuado, transportado por buques criogénicos, o GNL o LNG, se presenta como el principal modo de intercambio en esta nueva etapa, ya que estas tecnologías permiten transportar grandes volúmenes de gas natural a un mercado global con costos moderados.

Se estima que en el 2035 el GNL representará alrededor del 50% del gas comercializado entre los principales actores del mercado, cuando en los años recientes solo representó el 32%. [5] El desarrollo del mercado del gas se proyecta a convertir al GNL en un commodity similar al petróleo, que ocasionará que los contratos de venta de gas sean de más corto plazo y los de largo plazo indexen sus precios a los precios del gas natural licuado y no a los de los combustibles sustitutos.

Se esperan cambios profundos en el mercado de GNL durante los próximos cinco años. China y la India emergen como importantes compradores de

GNL junto con el aumento de las importaciones a Europa. En el lado de la oferta, la aparición de un trío de principales exportadores da como resultado que Australia sobrepase a Qatar en 2022, y que los Estados Unidos la sobrepasen en 2024. Ver Gráfico 3.

En resumen, si Argentina logra incrementar su producción de gas, de modo de no solo satisfacer sus necesidades internas, sino también de tener un excedente exportable, bien podría incrementar su exportación a los países vecinos a través de los gasoductos existentes, sino también participar en el grupo de países exportadores de GNL. La potencialidad existe y representaría una eventual fuente de ingreso de divisas para el país. Sin embargo, es necesario un marco institucional y económico local, que posibilite desarrollar esta potencialidad; a la par de crear la infraestructura necesaria: gasoductos a los puertos, plantas de GNL, desarrollar nuevos puertos de aguas profundas, etc.; para poder participar del mercado de GNL. Desde luego, la búsqueda de nuevos mercados para el GNL con horizontes temporales predecibles, es, asimismo una asignatura pendiente.

2

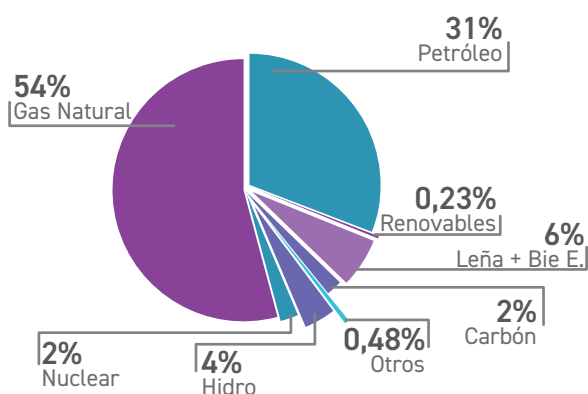
CONSUMO DE GAS EN ARGENTINA

La disponibilidad de recursos energéticos adecuados es crucial para lograr un proceso de crecimiento y desarrollo sostenido en el tiempo. Por ello, una evaluación detallada y crítica de la demanda de energía es de gran relevancia social, económica y política. Por otra parte, se requiere un tiempo importante (varios años) entre la toma de decisiones y la concreción de cualquier plan de abastecimiento de energía. Por consiguiente, es crucial para todo país disponer de herramientas confiables de predicción de la demanda futura de energía en el mediano y largo plazo.

Tradicionalmente, las fuentes de energía se clasifican en primarias y secundarias. 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. En el Gráfico 4 se ilustra la producción de energía primaria y la distribución según el uso de la energía secundaria para el año 2017 en la República Argentina. Es interesante notar que nuestra matriz energética es fuertemente dependiente de los combustibles fósiles. El petróleo y el gas contabilizan el 90% de la energía que producimos y consumimos.

MATRIZ ENERGETICA PRIM. RA 2017



CONSUMO ENERGÉTICO - RA 2017

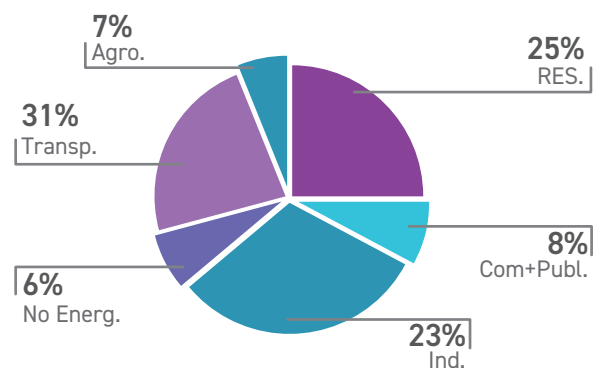


Gráfico 4. Matriz energética primaria (izquierda) y distribución del consumo de la energía secundaria según su uso (derecha). Los datos corresponden toda Argentina para el año 2017. Agro indica el uso de energía en actividades agropecuarias, Com. y Publ. indica la componente de uso comercial y en instituciones públicas gubernamentales o privadas. No Energ. indica el uso de productos energéticos como materia prima para la producción de insumos (plásticos, fertilizantes, etc.) [6]

En el Gráfico 5 se muestra la evolución histórica de la matriz energética primaria nacional. A partir del año 2002, el gas natural se convierte en el combustible más usado del país. Este gráfico muestra claramente la importancia del gas natural (53,6%) y del petróleo (32%) en la matriz energética nacional.

El Gráfico 6 ilustra la evolución del consumo de energía primaria, secundaria, de gas natural, electricidad y del PBI total de Argentina entre los años 1960 y 2017. Las variaciones fueron normalizadas, tomando como base sus valores correspondientes al año 1993. En este gráfico se aprecia la estrecha relación entre variación del PBI y el consumo total de energía secundaria que se discutirá más adelante.

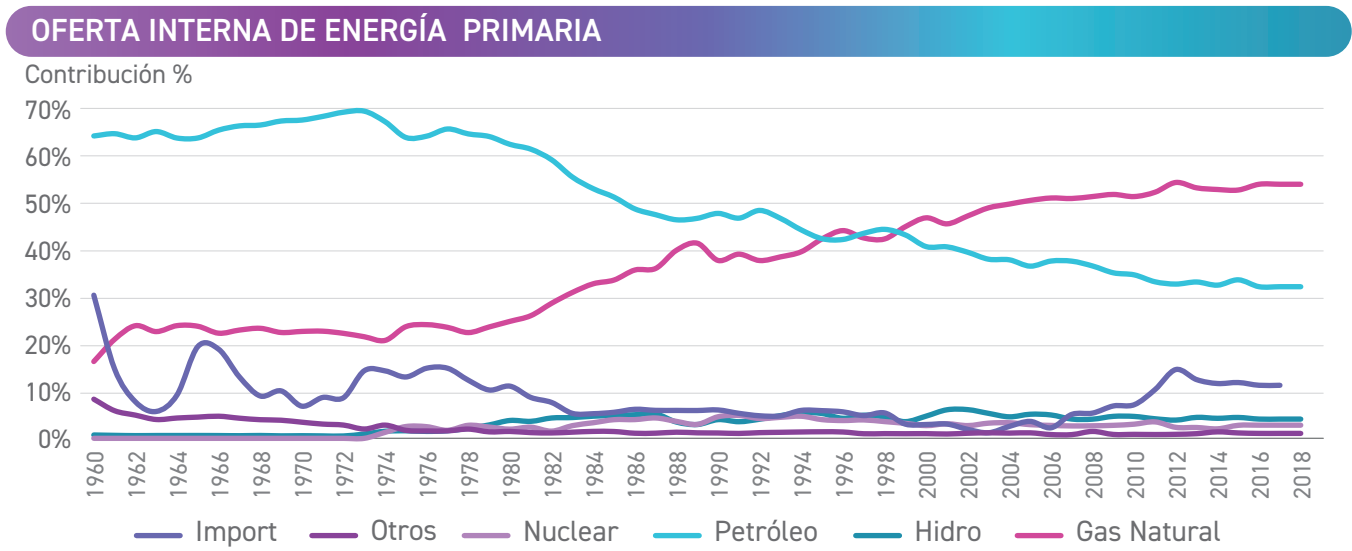


Gráfico 5. Variación en el tiempo de la oferta interna de la matriz energética primaria en Argentina. La línea rosa representa el consumo de gas natural. Se observa que a partir del año 2001 el gas natural supera el consumo de petróleo, convirtiéndose desde entonces en la fuente primaria dominante. ER incluye la energía solar y la eólica. En "Otros" se incluye el consumo de carbón, leña, bagazo, etc. Secretaría de Energía de la Nación. [6]

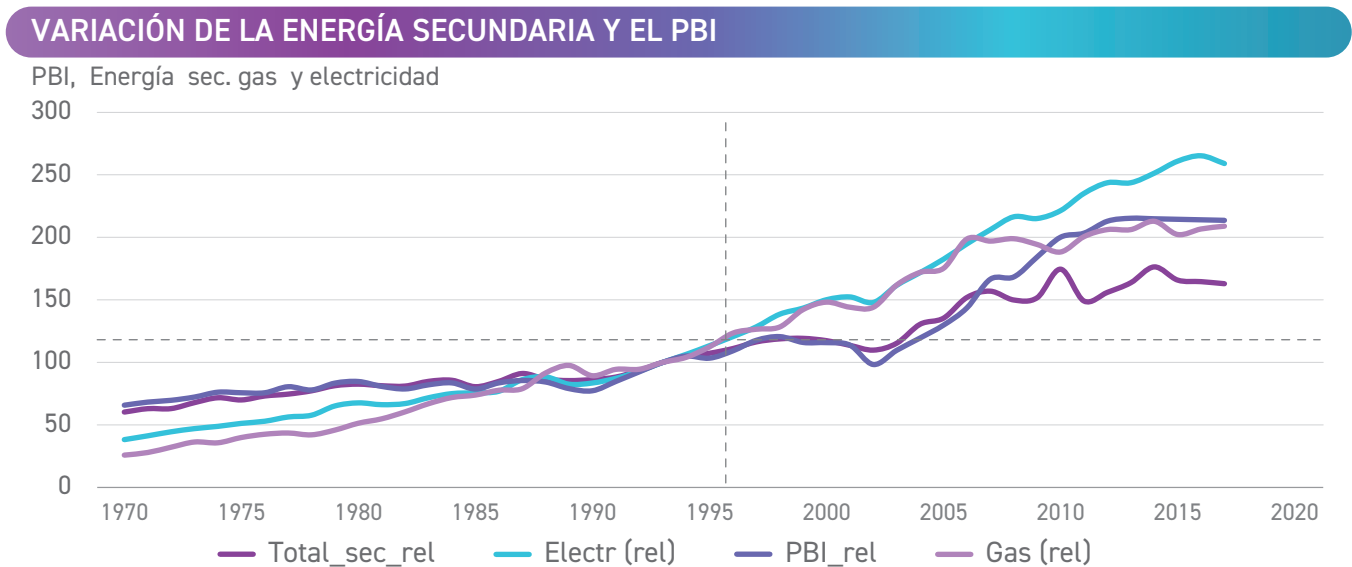


Gráfico 6 Evolución del consumo de energía secundaria, y el PBI total de Argentina entre los años 1960 y 2016. La curva celeste indica la evolución del consumo eléctrico. La curva lila, indica la variación del consumo de gas natural. La curva violeta es la evolución de la energía secundaria y la energía primaria. También se puede apreciar la curva con la evolución del PBI. Todas estas magnitudes están normalizadas al valor de 100 para el año 1993. Como se ve, el consumo que crece más rápidamente es el de la electricidad, mientras que el consumo de energía secundaria, primaria y gas desde 2006 no presenta un crecimiento muy importante. Fuente de los datos: Secretaría de Energía de la Nación. [6]

Si bien los consumos residenciales y comerciales guardan una cierta correlación con el PBI, su variación es fuertemente dependiente del número de usuarios (población) y de los escenarios térmicos. Varios estudios indican [7] que los patrones de consumo de gas natural por usuario, tanto residenciales como comerciales y público, han permanecido constante en los últimos 12 años. Es el aumento del número de usuarios lo que incrementa el consumo. En el caso de los consumos comerciales, el número usuarios guarda una importante correlación con la variación del PBI.

ANATOMÍA DEL CONSUMO DE GAS NATURAL EN ARGENTINA

La estrategia empleada para evaluar el consumo a futuro de gas natural en el país se basa en analizar cada una de las componentes de consumo y usando los datos históricos, construir modelos que expliquen su comportamiento en función de diversas variables explicativas (PBI, número de usuarios, temperatura, etc.). Una vez construidos los modelos de la variación del consumo, se formulan hipótesis razonables respecto de la evolución de las variables explicativas, evolución del PBI, número de usuarios, etc., se realizan las proyecciones a futuro para cada componente de consumo de gas natural y se integran los resultados. En el Gráfico 7 se ilustra cómo se distribuye el consumo de gas entre las distintas componentes de consumo.

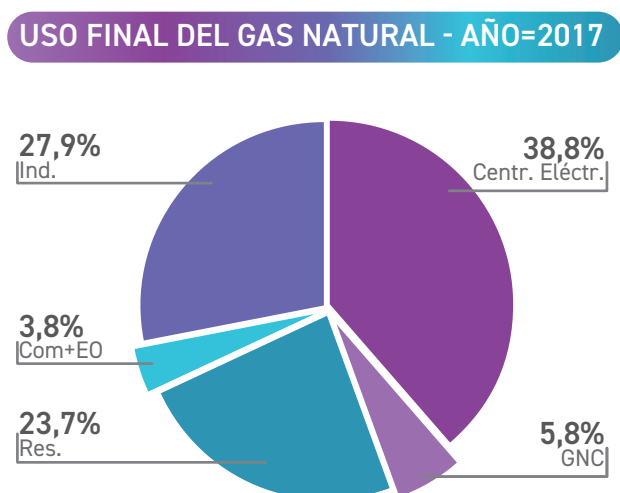


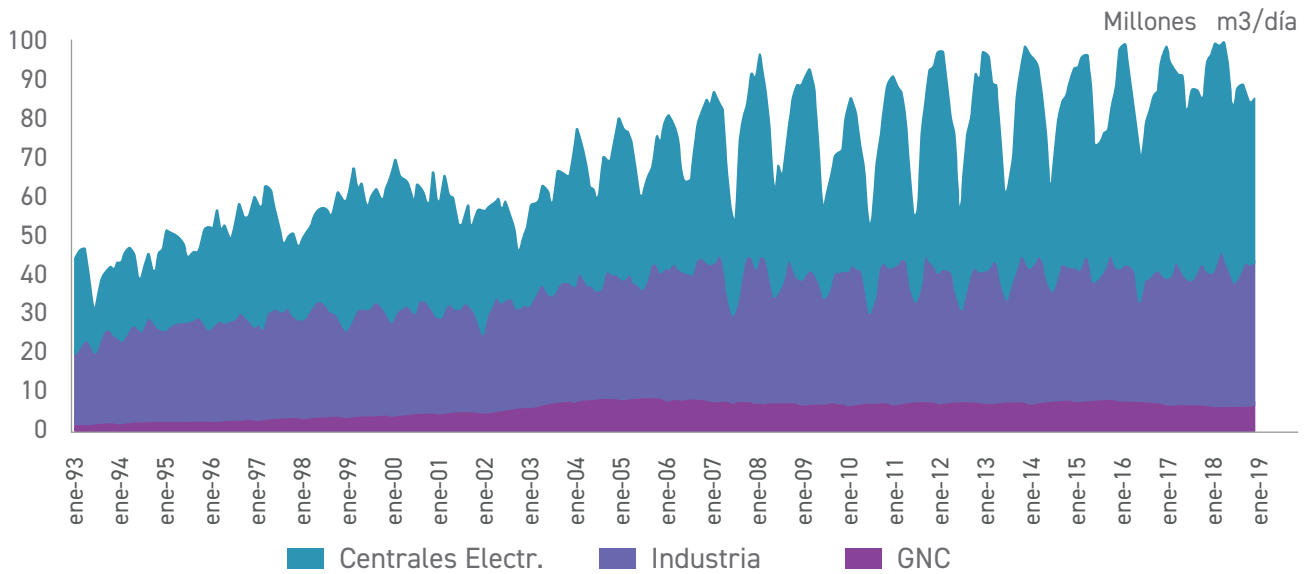
Gráfico 7. Distribución del consumo de gas según su uso en Argentina para el año 2017. Fuente de los datos ENARGAS. [8].

En el Gráfico 8 se muestra la variación en el tiempo de cada una de las componentes del consumo. Este gráfico 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 y 2007 en el Gráfico 8, aunque también se nota en los otros años.

De este modo, podemos afirmar que el consumo de gas R+C+EO son fuertemente termodependientes. [9] La relación entre consumo R, C+EO de gas natural y temperaturas ha sido estudiada extensivamente. [9], [7] En forma intuitiva, puede afirmarse que en los días con temperaturas más bajas estos consumo aumentan considerablemente, debido al uso intensivo de calefacción.

En el Gráfico 9 se muestra la variación de los consumos específicos medios, esto son los consumos por usuario y por día, en función de la temperatura media mensual para los usuarios residenciales (R) y los usuarios C+EO. En este gráfico se presentan los datos correspondientes a todo el país. El Gráfico 9 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, está asociado a la cocción y calentamiento de agua lo denominamos consumo base. A medida que la temperatura desciende por debajo de unos 18°C , comienzan a encenderse paulatinamente los calefactores. Cuando todos los calefactores de una vivienda están encendidos, en consumo alcanza un valor de saturación, para $T < 5^{\circ}\text{C}$. Si se extrapola en consumo base ($T > 20^{\circ}\text{C}$) a bajas temperaturas, puede separarse en consumo base de calefacción a todas las temperaturas, como se ilustra en el Gráfico 10.

GNC+ INDUSTRIA +C. ELÉCTRICAS



CONSUMO COMERCIAL + RESIDENCIAL



Gráfico 8. Variación en el tiempo de los consumos de gas según su uso en Argentina. Arriba se ven las variaciones de los consumos de GNC, Industrial y de centrales eléctricas. Abajo, el de los usuarios Residenciales, comerciales y E.O. estos consumos son fuertemente termodependientes. Fuente de los datos ENARGAS. [8].

Un modo de estimar el consumo base de gas natural, consiste en suponer que éste coincide con el consumo residencial cuando la temperatura es superior a 20°C. La componente del consumo R asociada a la calefacción, se obtiene de la diferencia entre el consumo total y la línea de consumo base, representada por la curva violeta del Gráfico 9. Otra manera de separar los consumos de calefacción y base, se observa en el Gráfico 10, donde se representa el consumo específico residencial

como función de los meses del año. En la región centro y norte de Argentina, los consumos de verano, meses de enero, febrero y diciembre, coinciden con el consumo base, que tiene una muy leve dependencia con la temperatura, representada por el área violeta del gráfico. Sustrayendo este consumo del total residencial, se obtiene el consumo de calefacción, representado por el área superior del Gráfico 10 (celeste).

TEMPERATURA MEDIA MENSUAL [°C]

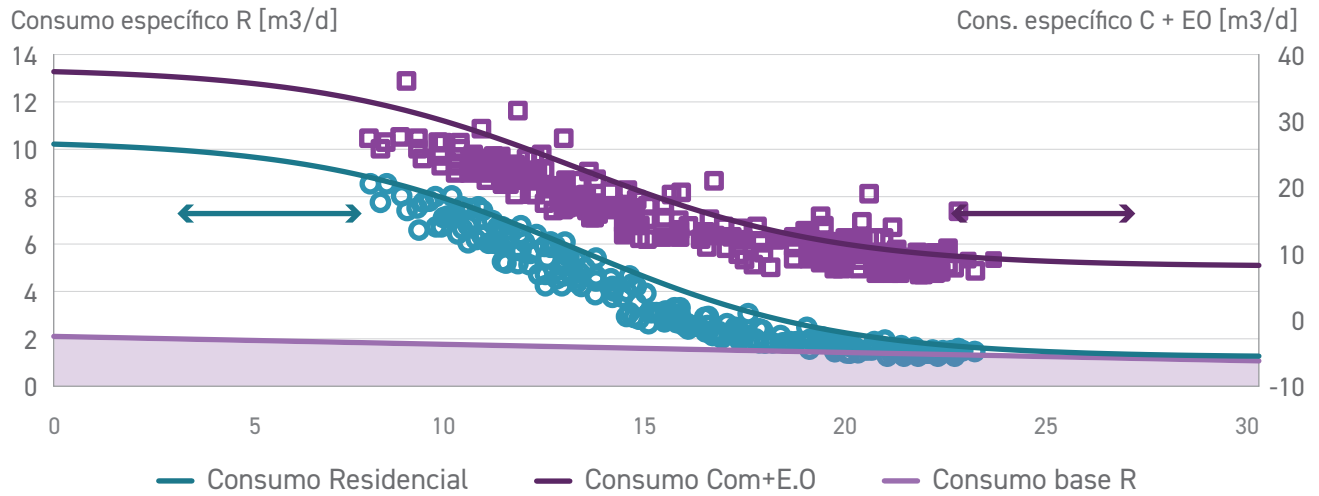


Gráfico 9. Consumos específicos o consumo por usuario R y C+EO como función de la temperatura efectiva. Los círculos celestes (referidos al eje vertical izquierdo) representan los consumos R, los cuadrados violetas, son la combinación de consumos C+EO, referidos el eje vertical derecho, como función 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. [9] Fuente: elaboración propia en base a datos publicados por ENARGAS. [8].

Por su parte el cambio en el tiempo del número de usuarios R y C+EO, ilustrado en la Gráfico 11, muestra una variación suave 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 el Gráfico 6.

Las condiciones socioeconómicas resultan cruciales para la incorporación de usuarios a la red de gas. El crecimiento de los usuarios residenciales y comerciales conectados guarda relación con el crecimiento del PIB, disminuyendo en tiempos de crisis económicas, Gráfico 9.

CONSUMO RESIDENCIAL TOTAL PAIS

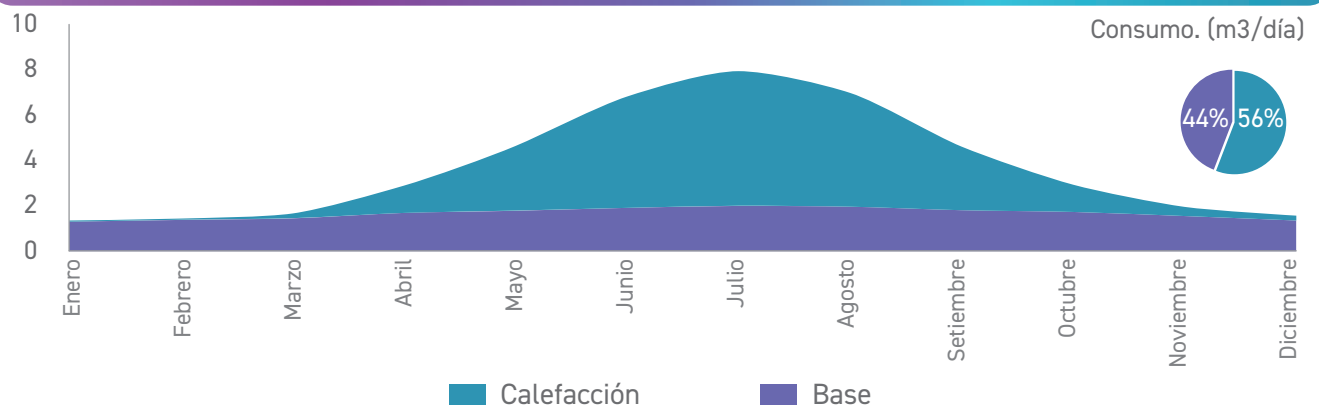
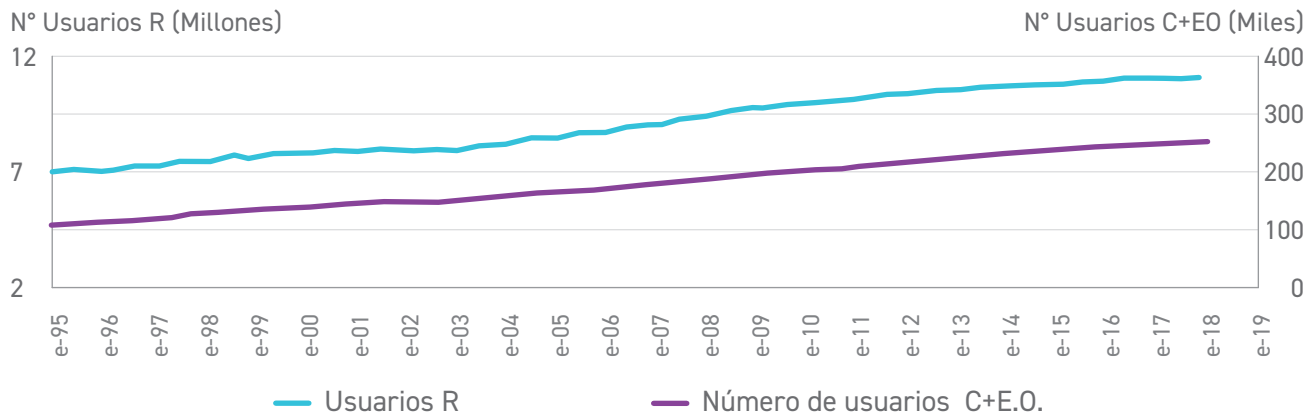


Gráfico 10. Consumos diarios promedio R+C+EO a lo largo del año. Estos datos corresponden a los años 2010 al 2017. Los consumos de los meses de verano permiten caracterizar los consumos base. En los meses más fríos, el incremento en el consumo se debe al uso de calefacción, el cual es del orden del 56+/-4% del total del consumo R+C+E.O, dependiendo de la rigurosidad del invierno de cada año. Los datos corresponden a todo el país, ENARGAS. [10].



PAÍS - USUARIOS RESIDENCIALES R

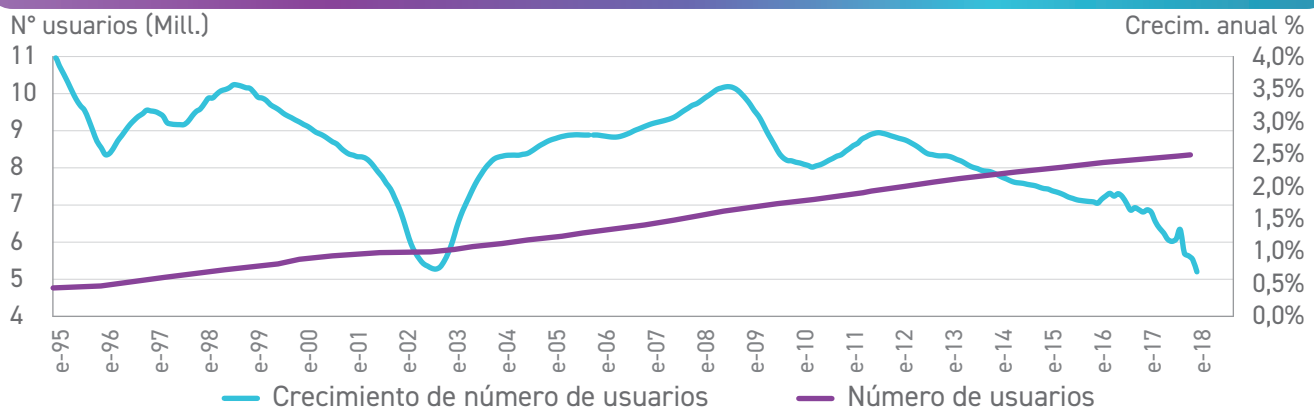


Gráfico 11. Panel superior, variación del número de usuarios R y C+EO, en el ámbito de todo el país. La línea celeste indican la variación de usuarios residenciales, referidos el eje vertical izquierdo y la línea violeta indican la variación de usuarios C+EO, referidos al eje vertical derecho. Se observa que el número de usuarios tiene un comportamiento de variación suave y con tendencias fácilmente caracterizables y simples de modelar. En el panel inferior, se muestra en violeta la variación del número de usuarios R y su crecimiento, en celeste, referido a eje vertical derecho. Fuente: elaboración propia en base a datos publicados por ENARGAS. [10].

CRECIMIENTO PBI - USUARIOS R Y C

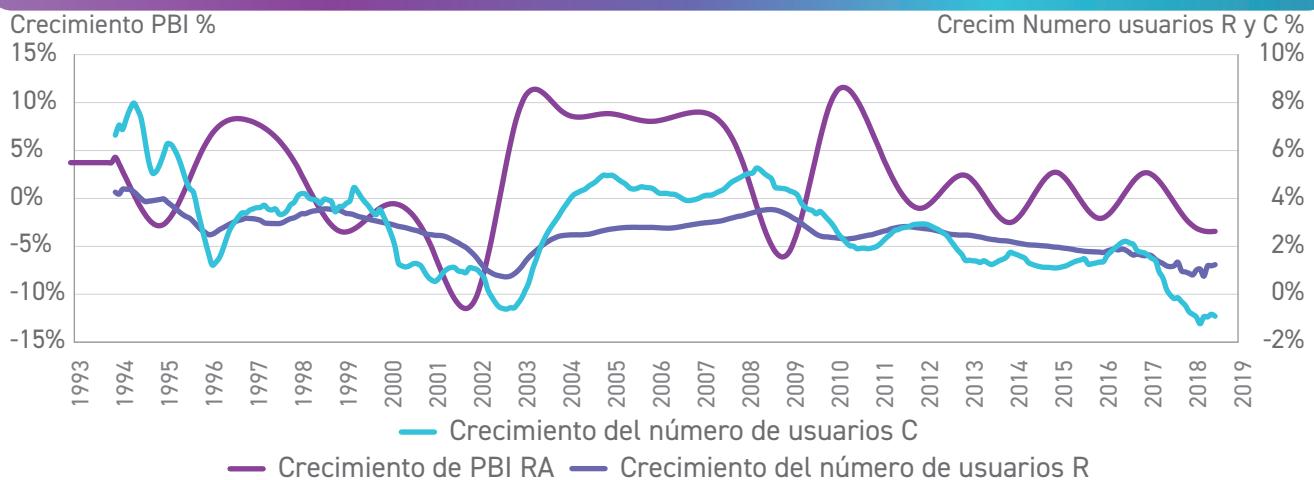


Gráfico 12. Crecimiento PBI de Argentina (curva violeta referida al eje vertical izquierdo) y crecimiento de número de usuarios de gas natural, (curva azul para usuarios R y celeste para usuarios C, ambas referidas al eje vertical derecho). Se ve claramente una correlación entre estas variaciones, indicando que en los períodos de recesión el crecimiento de los usuarios de gas se atenúa. Elaboración propia a partir de datos de ENARGAS [10].

CONSUMO DE GAS RESIDENCIAL

El Gráfico 10 muestra la variación del consumo específico residencial medio de Argentina a lo largo de un año. Los datos mostrados en este gráfico son el promedio de los consumos residenciales específicos de los años 2010 al 2017. Los consumos de los meses de verano (enero y diciembre) coinciden con el consumo base, es decir el consumo de gas usado en cocción y calentamiento de agua, área violeta en el Gráfico 10. La abultada joroba celeste de los meses de invierno, corresponde al consumo de calefacción y en promedio es del orden del 56%(+/-4%) del consumo residencial de gas. Claramente esta proporción puede cambiar según la rigurosidad de los inviernos.

Por su parte, el consumo de cocción puede obtenerse del análisis de los datos de consumo de edificios que tienen servicios de calefacción y calentamiento de agua centrales. En este caso, el consumo de las unidades o departamentos individuales, está asociado a los consumos de cocción principalmente. Dado que en el país hay muchos edificios y cada uno de ellos con decenas de unidades habitacionales, con estas características, este estudio puede realizarse muy bien, ya que las distribuidoras disponen por lo general el registro de estos consumos por más de una década.

CONSUMO DE GAS PARA COCCIÓN

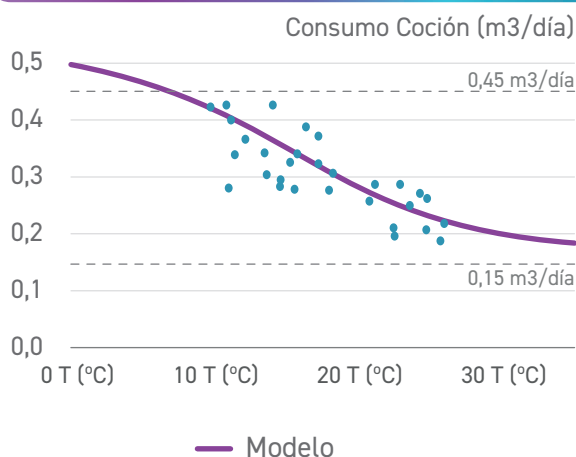
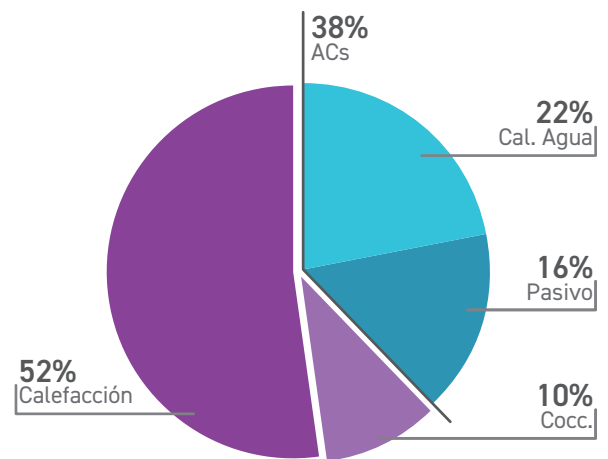


Gráfico 13. Consumo de gas para cocción. Datos obtenidos de edificios de CABA con servicios centrales. El consumo promedio de gas para cocción es de $0,3 \pm 0,15$ m³/día. Este consumo es consistente con un uso diario de hornallas medianas de 80 min y de 15 min de horno. Fuente: elaboración propia en base a datos suministrados por METROGAS.

En el Gráfico 13 se muestran los consumos en función de la temperatura. Como puede observarse, el consumo para la cocción es también dependiente de la temperatura, aumentado en los días fríos. Este comportamiento refleja la característica de que las personas tendemos a comer comidas más livianas y frías en los días calurosos que en los días fríos. Los consumos asociados a la cocción, son aproximadamente similares para todos los sectores sociales. El consumo de cocción es $0,30 \pm 0,15$ m³/día, equivalente a unos 3,2 kWh/día y puede considerarse representativo de toda la región centro-norte del País.

CONSUMO RESIDENCIAL DE GAS



| ZONA GBA | M ³ /DÍA | M ³ /AÑO | KWH/AÑO |
|------------------|---------------------|---------------------|---------|
| Base / Cocc. | 0,30 | 110 | 1.183 |
| Base / Cal. agua | 0,69 | 251 | 2.712 |
| Base / Pasivo | 0,50 | 183 | 1.971 |
| Calefacción | 1,61 | 588 | 6.355 |
| Total | 3,10 | 1132 | 12.220 |

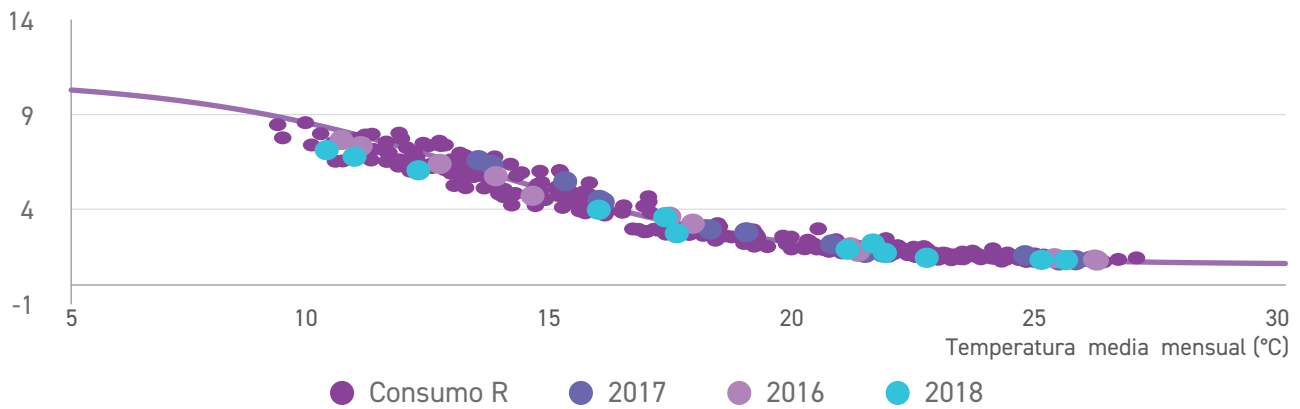
Gráfico 14. Tabla, distribución de los consumos específicos residenciales de gas para usuarios del Gran Buenos Aires (GBA). Gráfico 14. distribución del consumo de gas en el sector residencial en el GBA. El consumo medio para calentar 185 litros de agua, equivalente a 56 litros/día x persona, de la temperatura media anual (17°C) a la temperatura de confort, T_c=42°C, es de unos 0,5 m³/día. Si a este consumo agregamos los consumos pasivos, resulta que en el calentamiento de agua se emplean unos 1,15 m³/día, equivalentes a 12,4 kWh. El consumo medio de gas total en esta región (base + calefacción) es de 1.154 m³/año y equivale a 12.479 kWh/año.

Una vez conocido el consumo base, Gráfico 10, conociendo el consumo medio de cocción podemos inferir el consumo usado en el calentamiento de agua. Esto se ilustra en el Gráfico 14. En el caso de los sistemas de calentamiento de agua, es importante destacar el rol de los consumos pasivos. Casi todos los equipos de calentamiento de agua que se usan en Argentina tienen importantes consumos pasivos, esto es la llama del piloto en los calefones o en el caso de los equipos de acumulación de agua caliente o termotanques que tienen un consumo de gas que es superior al consumo de los pilotos para mantener el agua caliente acumulada, esto se debe a que aun sin consumo de agua, el quemador se enciende pe-

riódicamente para mantener el agua caliente. Estos consumos pasivos ocurren las 24 horas del día ya sea que se consuma o no agua caliente. El consumo pasivo del piloto de los calefones son del orden del 0,5 m³/día y el de los termotanques varía entre 0,5 a 0,75 m³/día. [11] Obsérvese que estos consumos son en general mayores que la energía que se precisaría para calentar todo el volumen de agua sanitaria que una familia típica usa en Argentina, unos 185 litros por día, equivalente a 56 litros/día x persona, desde la temperatura ambiente a la temperatura de confort de unos 42°C. El consumo de gas para alcanzar este calentamiento sería de 0,5 m³/día, equivalente a 5,7 kWh/día. Estos valores se muestran en el Gráfico 10.

RESIDENCIAL 1993 - 2018

Cons. específico R (m³/d)



C - ARGENTINA 1993 - 2018

Cons. específico C (m³/d)

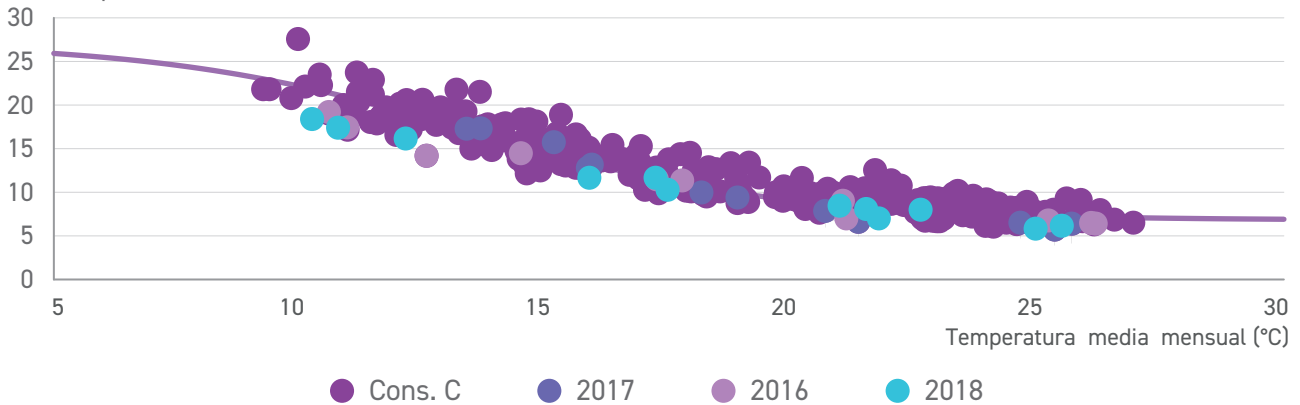


Gráfico 15. Consumos específicos o consumo por usuario R (gráfico superior) y usuarios comerciales y de Entes Oficiales (C+EO, gráfico inferior) como función de la temperatura media. Los puntos violetas representan los consumos específicos R, para los años 1993 al 2015. Los puntos azules, lilas y celestes representan los consumos para los años 2016, 2017 y 2018. En el panel inferior, vemos los mismos datos, pero para los consumos C. En ambos paneles las curvas de trazo continuo son modelos que ajustan estos comportamientos. El hecho que los datos después del ajuste de tarifas no presenten grandes variaciones con los previos al año 2015, indica que la elasticidad del consumo es moderada. Solo a las más bajas temperaturas, en el consumo de calefacción se observa una disminución del 10% en el consumo residencial y un poco más pronunciado, del orden del 15%, en el consumo C. Fuente: elaboración propia en base a datos publicados por ENARGAS [12]

El calentamiento de agua sanitaria es el segundo consumo en importancia en el sector residencial, y muy posiblemente en el comercial también. En el sector residencial, representa aproximadamente el 33% del total.

Un hecho importante de señalar es que actualmente existen en el mercado local calefones Clase A, que tienen encendido electrónico y, por lo tanto, eliminan el consumo pasivo de los pilotos. Además tienen un rendimiento de quemador o eficiencia de calentamiento superior al 80%, y su costo no supera en un 15% de los equipos convencionales o sea aquellos equipos con etiqueta C, D o aún de más baja en eficiencia, según la Norma NAG 313. [13] También existen calderas y sistemas de calentamiento de agua de alta eficiencia con condensación de vapores, cuyas eficiencias superan el 90%. Desde luego, los sistemas solares híbridos con apoyo de calefones modulantes, Clase A en eficiencia, pueden reducir los consumos en Agua Caliente Sanitaria (ACS) en factores de 8 o 9 respecto de los equipos convencionales actuales. [11] Los calefones Clase A actuales podrían generar ahorros cercanos al 50% en el calentamiento de agua, o sea entre un 15% y 18% en el consumo residencial de gas. [14]

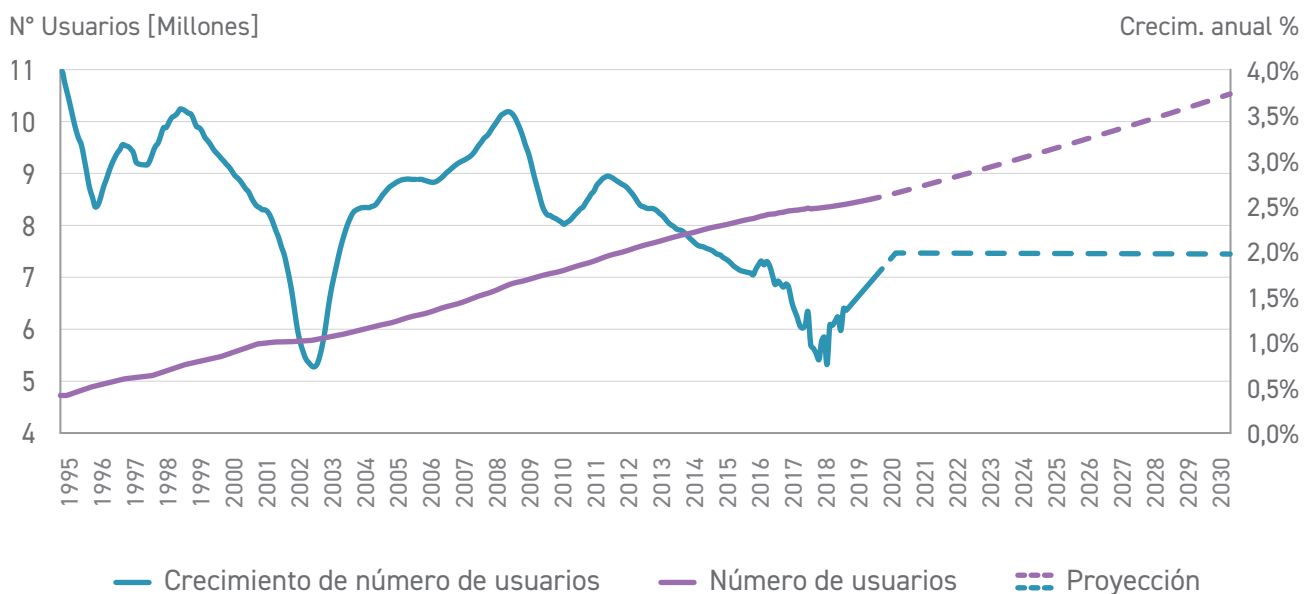
Como vimos en la sección anterior, el patrón del consumo por usuario en función de la temperatura tiene un comportamiento muy estable, como se ve en el

Gráfico 9. Aun con los importantes incrementos de precio de del gas natural, ocurridos a partir del año 2016, los consumos específicos muestran poca elasticidad, en particular a altas temperaturas, es decir en el consumo base. Como se ve en la Figura 15, solo a las más bajas temperaturas se observan una tendencia a disminuir el consumo, del orden del 10% en los consumos medios de calefacción.

Tanto para el sector Residencial como para Comercial y Entes Oficiales, vimos que los números de usuarios tienen unas dependencias suaves en el tiempo, como lo ilustra el Gráfico 11. Usando las curvas de crecimiento del número de usuario, teniendo en cuenta su comportamiento, podemos proyectar hacia el futuro tanto el crecimiento como el número de usuarios como se ilustra en el Gráfico 16.

En el Gráfico 16 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 2019, esta tendencia decreciente cesará y el crecimiento se estabilizará en una tasa de 1,5% después del 2021. Una vez establecida esta hipótesis, es posible proyectar la variación de número de usuarios para la próxima década, como se ilustra en el Gráfico 16.

PAÍS -USUARIOS RESIDENCIALES R



PAÍS - USUARIOS COM+E.O.

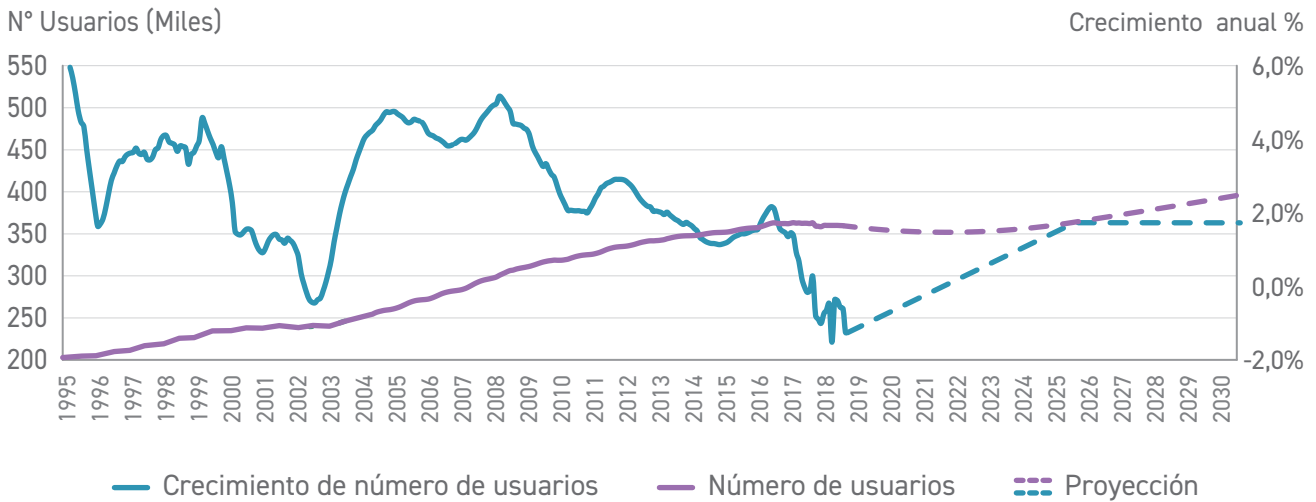


Gráfico 16. Variación del número de usuarios R, en el ámbito de todo el país, curva violeta, referidos al eje vertical izquierdo. Con curva celeste, se representa en crecimiento del número de usuarios, referido al eje vertical derecho. La zona punteada indica la proyección supuesta para la próxima década. Fuente: elaboración propia en base a datos publicados por ENARGAS. [12]

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

COBERTURA DEL SERVICIO RESIDENCIAL EN EL SECTOR RESIDENCIAL

Suponiendo el crecimiento de usuarios, como el indicado en el Gráfico 16 (panel Superior), y extrapolando la población del país a una tasa de crecimiento entre el 1% y el 0,75% para la década de 2020, tal como lo

sugiere el INDEC, [15] y un número de personas por hogares del 3,05 personas por vivienda, es posible inferir el nivel de cobertura del servicio de gas natural en Argentina. El resultado e muestra en el Gráfico 16.B.

COBERTURA DE GAS ARGENTINA

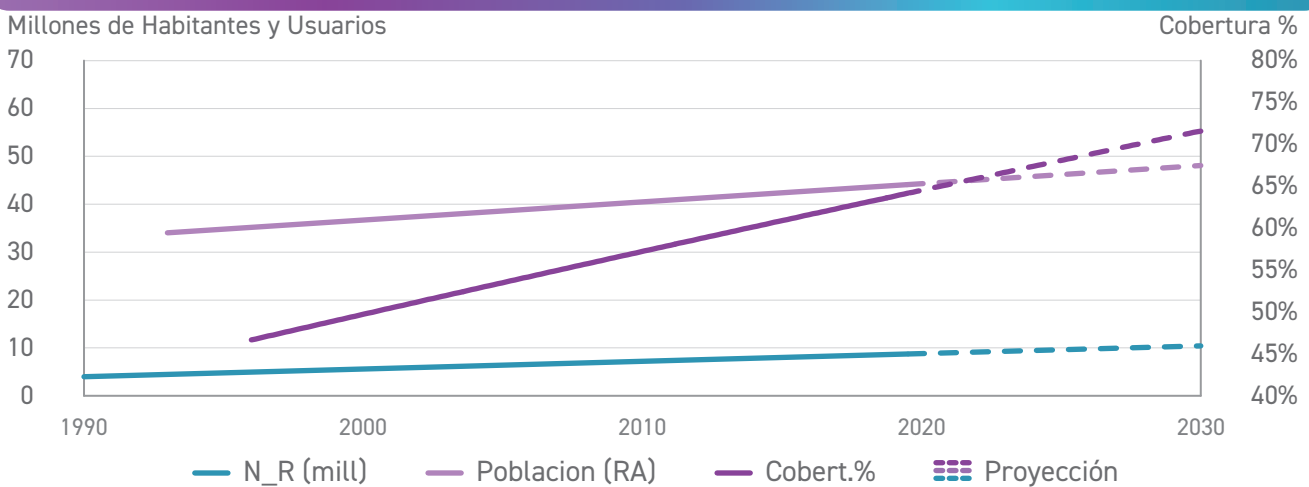


Gráfico 16. a. Variación del número de usuarios R (línea celeste continua) y habitantes de Argentina (curva lila). La curva violeta central, referida al eje vertical derecho, indica el porcentaje de cobertura del servicio de gas Natural por redes. La zona punteada, son la proyecciones para la década 2019 - 2019.

Como se ve en el Gráfico 16.a se espera que para fines de 2019 la cobertura alcance el 72%.

PROYECCIÓN DEL CONSUMO DE GAS NATURAL

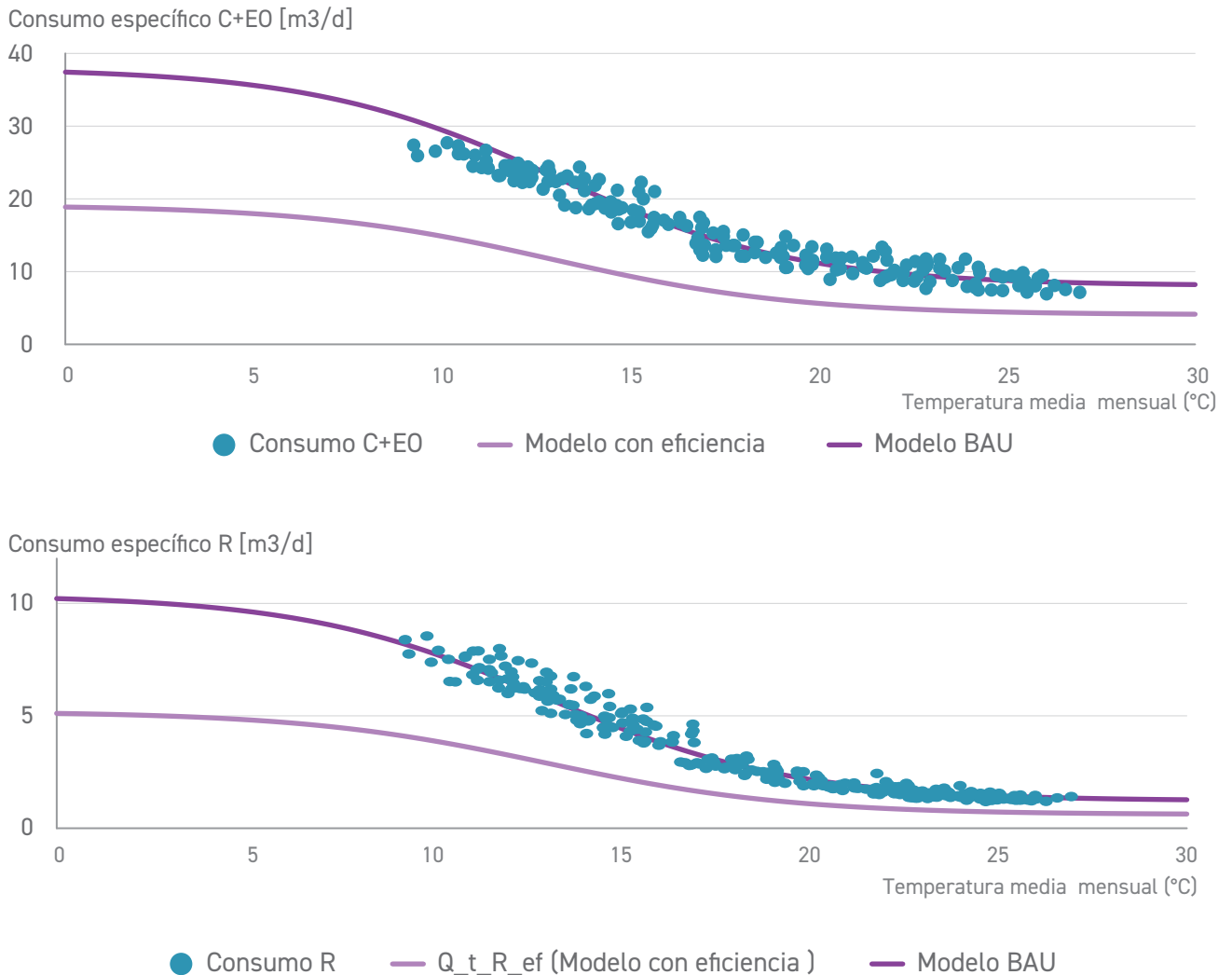


Gráfico 17. Consumos específicos o consumo por usuario C+EO (gráfico superior) y usuarios R (gráfico inferior) como función de la temperatura efectiva. Los puntos azules inferiores representan los consumos R, puntos azules superiores, son la combinación de consumos C+EO. El modelo BAU se indica con la 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. [12]

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 el Gráfico 17, se ilustran dos modos posibles de comportamientos:

Modelo Business As Usual (BAU). En este caso suponemos que los consumos por usuarios permanecen inalterables, iguala la tendencia histórica.

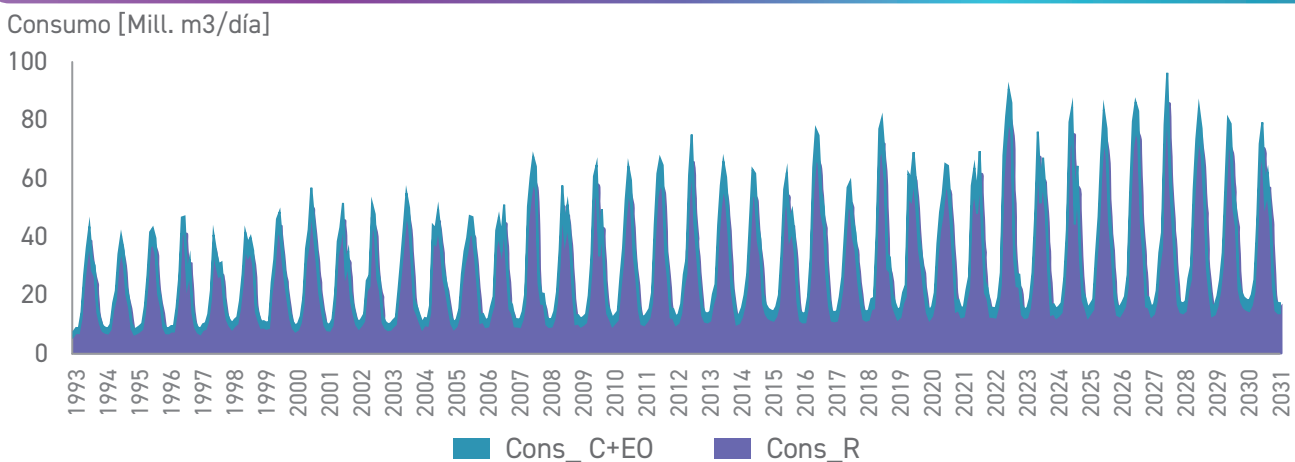
Modelo con incorporación de eficiencia (UREE). En este caso suponemos que los usuarios, incitados por una política activa de búsqueda de la eficiencia, adoptan pautas de uso eficientes de la energía, como las discutidas en las secciones anteriores. Este modelo se ilustra en el mismo Gráfico para los usuarios R y +EO.

Actualmente el factor de carga (FC)¹ 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, Gráfico 16, y suponiendo para los próximos años escenarios térmicos como los ya ocurrido en el pasado próximo, usando las curvar de consumo específico como las descritas en el Gráfico 17, podemos proyectar el consumo de gas para dos escenarios posibles: a) BAU y b) Eficiente. En el Gráfico 18 se muestran estos resultados.

2.1 DEMANDA DE GAS NATURAL COMPRIMIDO (GNC)

El consumo de GNC en Argentina ha tenido en general un gran crecimiento a lo largo de su historia. Su uso comenzó en el año 1984 y actualmente el porcentaje de vehículos a GNC en Argentina es varía entre el 10% y 15% del total del parque automotor.

PROYECCIÓN CONSUMO BAU (CONSUMO MEDIO R+C+EO)



PROYECCIÓN CONSUMO EFICIENTE (CONSUMO MEDIO R+C+EO)

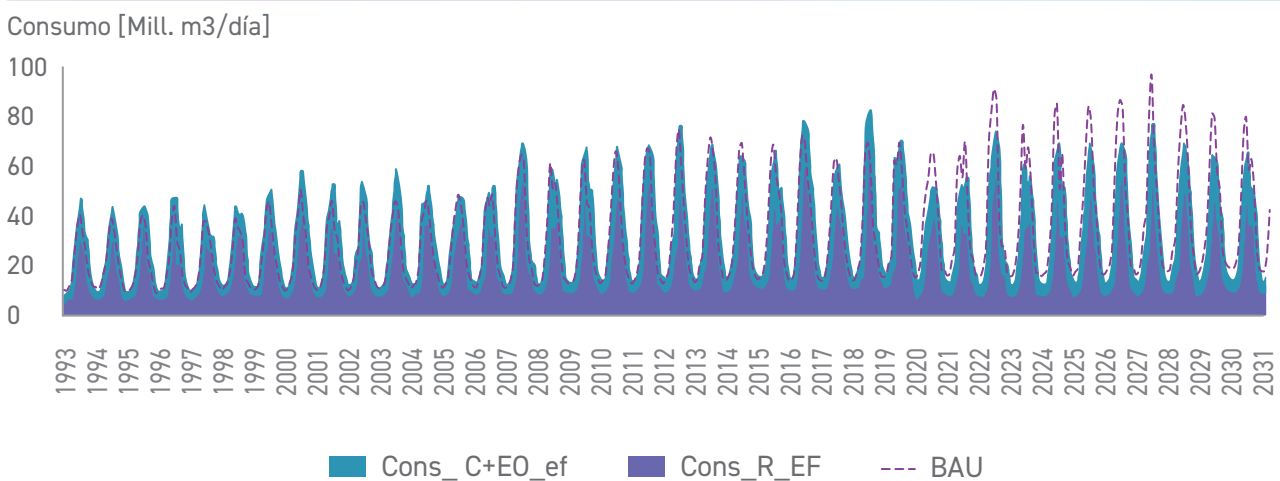


Gráfico 18. Consumos totales R+C+EO para dos escenarios: A) Business as usual (BAU gráfico superior) y modelo eficiente (gráfico inferior) como función del tiempo. En el panel inferior, la línea de punto violeta representa los resultados del modelo BAU. Nótese que, en el modelo eficiente, en los picos es posible tener ahorros cercanos a unos 20 millones de m3/día.

1. 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.

El consumo de GNC no tiene una dependencia con la temperatura, aunque sí tiene una cierta estacionalidad. En particular se observa una disminución en el consumo en los meses de enero (-15%) y febrero (-10%). Esta disminución en los meses de verano probablemente esté asociada a la disminución de la actividad económica como consecuencia de las vacaciones. También el traslado, en vacaciones, de una fracción de los vehículos a zonas sin abastecimiento de GNC, puede contribuir a la disminución del consumo.

En el Gráfico 19 se muestra la variación del consumo diario de GNC, referido al eje vertical izquierdo. El crecimiento del consumo anual desestacionalizado está representado por triángulos azules y referido al eje vertical derecho. El crecimiento desestacionalizado se obtiene comparando los consumos de los mismos meses para dos años consecutivos. Este procedimiento permite discriminar el crecimiento efectivo del consumo de sus variaciones estacionales.

Un análisis detallado del Gráfico 19 revela que, a partir de enero de 2002, se observa un incremento notable del consumo de GNC, seguramente asociado al desfase del costo del GNC respecto al de otros combustibles líquidos. El crecimiento anual del consumo de GNC llegó a un máximo del 30% a comienzos de 2003 pero se fue atenuando en el año 2004. Hacia fines de 2005 disminuyó por debajo de la tendencia histórica de los años 90 y con tendencia a seguir disminuyendo aún más.

Si las tendencias observadas en los últimos años se sostienen, el crecimiento del parque automotor impulsado a GNC tendrá un crecimiento muy modesto en los próximos años, de aproximadamente 2,5%, desde luego, con incentivos apropiados este incremento puede llegar a ser mucho mayor. La fuerza impulsora es la relación de costo del combustible, que en este momento tiene una relación 2 a 1 favorable al gas. Es preciso indicar que dada la susceptibilidad del consumo de GNC al precio de este combustible y a las expectativas sociales a futuro, es necesario revisar periódicamente las predicciones de los modelos ante variaciones en el precio del GNC y cambios socioeconómicos significativos. Con estas suposiciones, las proyecciones de la demanda de GNC se muestran en el Gráfico 19.

2.2 CONSUMO INDUSTRIAL

En el Gráfico 20 se muestra la variación del consumo de gas industrial en función del tiempo. En este Gráfico también se muestra la variación del PBI (a valores constantes 2004) en función del tiempo. Este Gráfico ilustra la importante correlación que existía entre los consumos de energía industrial y el PBI, que se observa con claridad hasta el año 2007. A partir de esta fecha, esta correlación parece perderse. De hecho el Gráfico 21, ilustra esta característica más claramente.

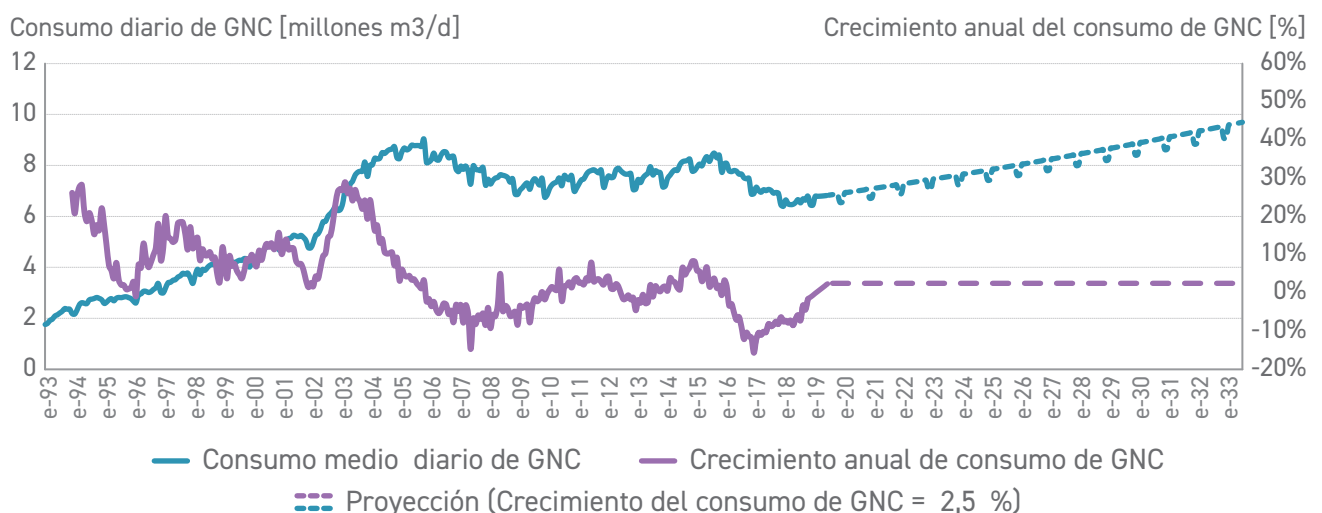


Gráfico 19. Variación del consumo medio diario de GNC en todo el país. La curva azul indica los valores de consumo de GNC referido al eje vertical izquierdo. La curva violeta, referidos al eje vertical derecho, representan el crecimiento del consumo desestacionalizado. Las líneas continuas son las proyecciones a futuro obtenidas de nuestros modelos de consumo. Un aspecto notable de destacar es el gran aumento de consumo de GNC ocurrido en los años 2002 y 2003. Este aumento cesó en 2005. [12]

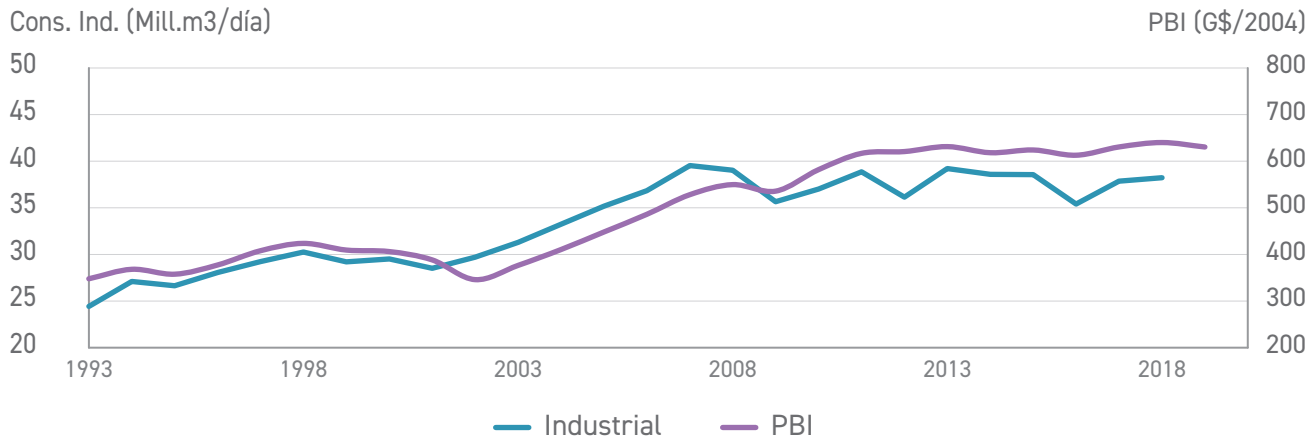


Gráfico 20. Variación de consumo total de energía para uso industrial (curva celeste) y PBI (curva violeta) en valores constantes referidos a pesos año 2004, en función del tiempo. El primer dato referido al eje vertical izquierdo, y el segundo al eje vertical derecho. El PBI está expresado en miles de millones de pesos, representado (G\$) a valores constantes de 2004.

CONSUMO INDUSTRIAL Y PBI 1993 - 2018

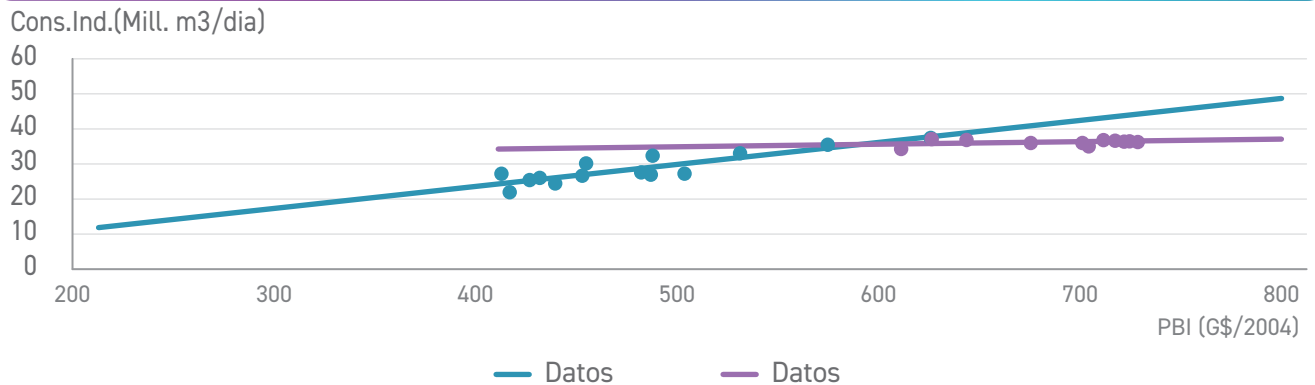


Gráfico 21. Consumo total de gas para uso industrial (puntos celestes) en función del PBI en G\$/2004. Los puntos celestes son los datos previos al año 2007 y los puntos violetas a datos posteriores a esa fecha. Se ve claramente que hay dos comportamientos, uno previo a 2007, donde el consumo de gas industrial varía casi linealmente con el PBI y otro comportamiento posterior a 2007, donde el consumo industrial de gas parece haberse estabilizado.

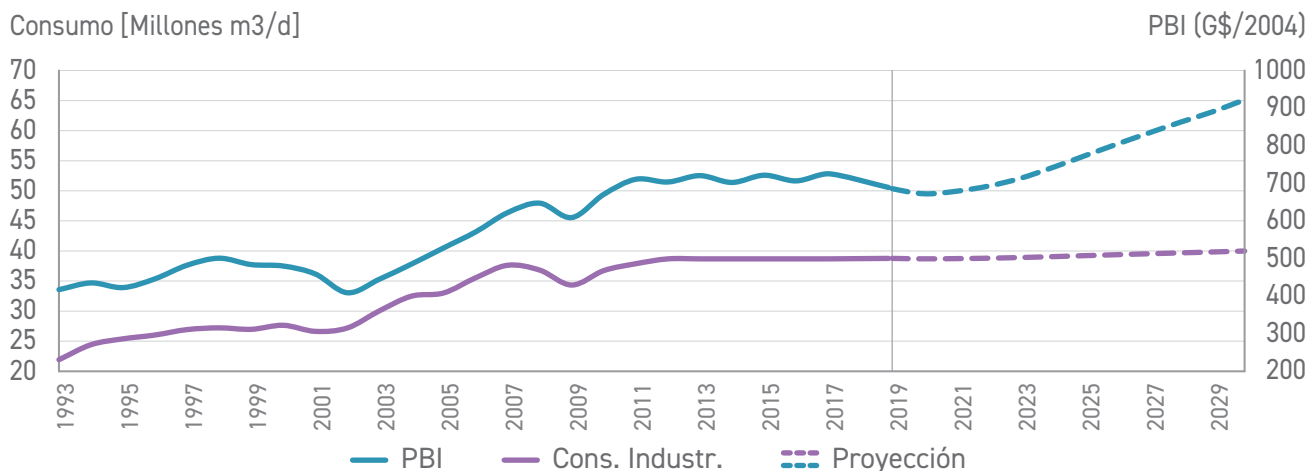


Gráfico 22. Variación de consumo total de energía para uso industrial (curva violeta) y PBI en valores constantes referidos a pesos año 2004, en función del tiempo, curva celeste continua, referida al eje vertical derecho. Se supone un crecimiento del PBI a futuro del orden del 3,4% anual. Las líneas punteadas corresponden a la proyección a futuro del consumo industrial.

Con posterioridad al año 2007, posiblemente por efecto de medidas de uso más eficiente de la energía, causado por incremento de su costo como por la escasez de este combustible, las industrias comenzaron a hacer un uso más eficiente del gas. De este

modo, desarrollamos un modelo, de proyección del consumo industrial, que aun con un crecimiento medio del PBI para años posteriores al 2020, del orden del 2,4%, tiene solo una ligera variación, como se infiere del análisis del Gráfico 22.

2.3 CONSUMO DE CENTRALES ELÉCTRICAS A GAS

Para proyectar el consumo eléctrico nacional, se tuvo en cuenta la variación histórica del consumo eléctrico y las distintas obras de instalación de centrales eléctricas planeadas para los próximos años en la República Argentina. Los datos usados en este informe se nutren de un análisis más detallado sobre el sistema eléctrico preparado para la Cámara Argentina de la Construcción por A. Ghia.[16] En el Gráfico 23 se muestra la variación de consumo eléctrico total y la fracción de energía eléctrica generada por centrales térmica a gas. El crecimiento medio del consumo eléctrico se tomó de aproximadamente 3,4 % anual. Como se ve, según este modelo de crecimiento, se espera que a partir de 2024 la generación con plantas térmica a gas se estabilice, nutriéndose el incremento de la demanda con centrales hidráulicas, nucleares y de nuevas energías renovables (Eólica, solar PV, geotérmica y otras tecnologías). Sin

embargo, para simular el consumo de gas de las futuras plantas térmicas, es necesario realizar algunas hipótesis adicionales. Una de ellas es la eficiencia media del futuro parque térmico. Suponiendo que muchas de las nuevas centrales serán de ciclo combinado u otras tecnologías más eficientes, se supuso una eficiencia media del 50% para la generación eléctrica térmica. Siguiendo el uso y costumbre de Argentina, para compensar los altos picos de consumos de gas en invierno, fundamentalmente proveniente del sector residencias, comercial y de Entes Oficiales, ver Gráfico 18, suponemos reducciones de la generación térmica a gas, de modo de atenuar los picos de demanda en invierno, pero manteniendo la generación total, en línea con lo que se prevé en el Gráfico 23. El Gráfico 24, ilustra la variación del consumo de gas prevista para generación eléctrica en la próxima década.

CONSUMO DE ELÉCTRICIDAD RA

Generacion E. (TWh/año)

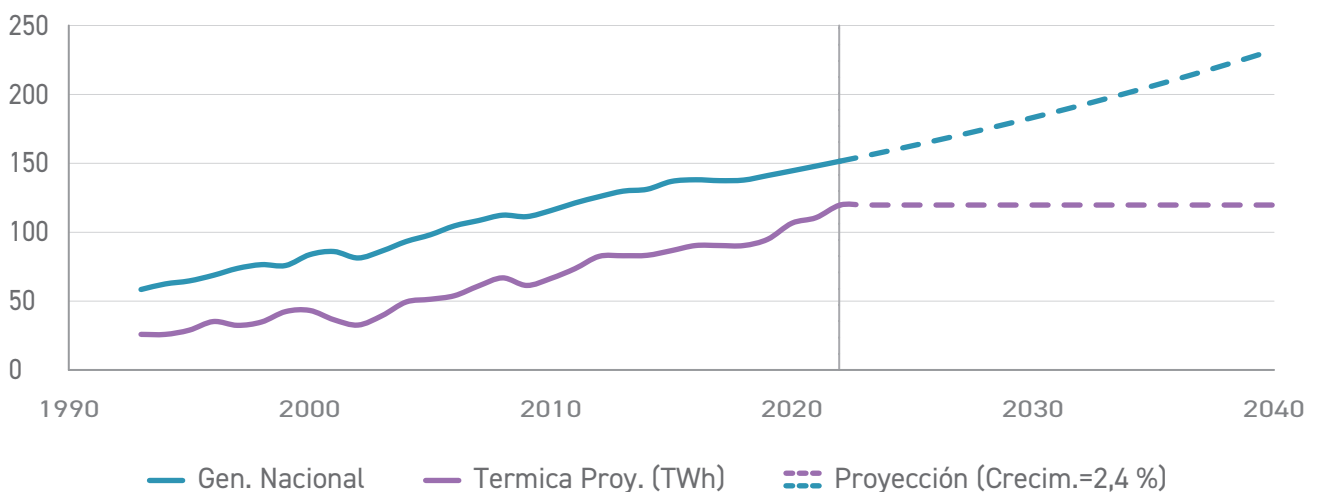


Gráfico 23. Variación del consumo eléctrico total en Argentina para la década 2019-2029. Curva celeste y variación de suministro eléctrico previsto por centrales térmicas a gas, curva violeta. Fuente de los datos Cámara Argentina de la Construcción [16]

CONSUMO DE GN PARA C . ELÉCTRICAS RA

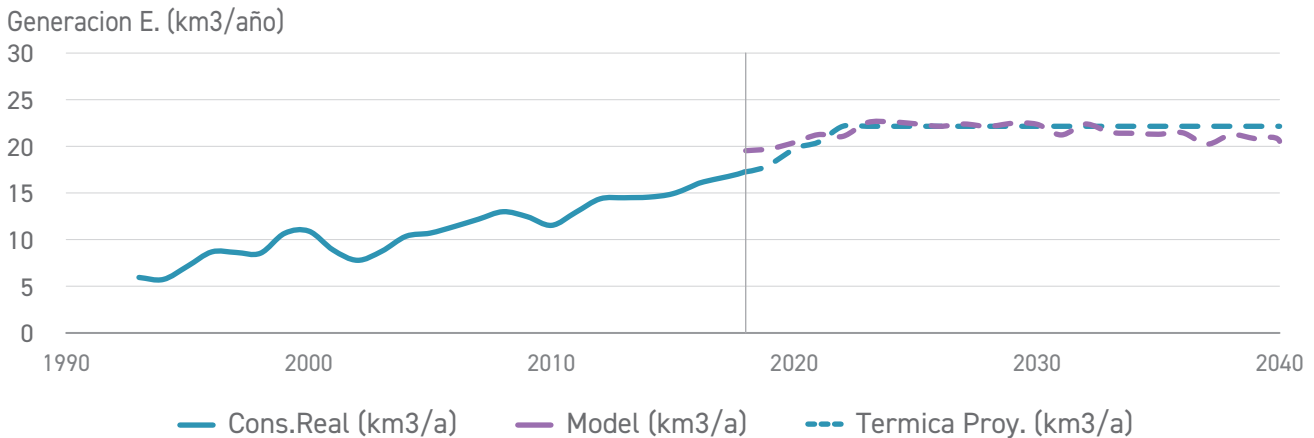


Gráfico 24. Variación de la demanda de gas utilizado en las centrales eléctrica a gas. La curva celeste representan los consumos anuales registrados en el pasado. Las líneas punteadas, es un ajuste de los datos históricos consistente con un crecimiento del 3,4% anual.

Con estas suposiciones, y combinando los resultados de las proyecciones de los consumos de gas residencial, comercial, entes oficiales, industrias, GNC y el

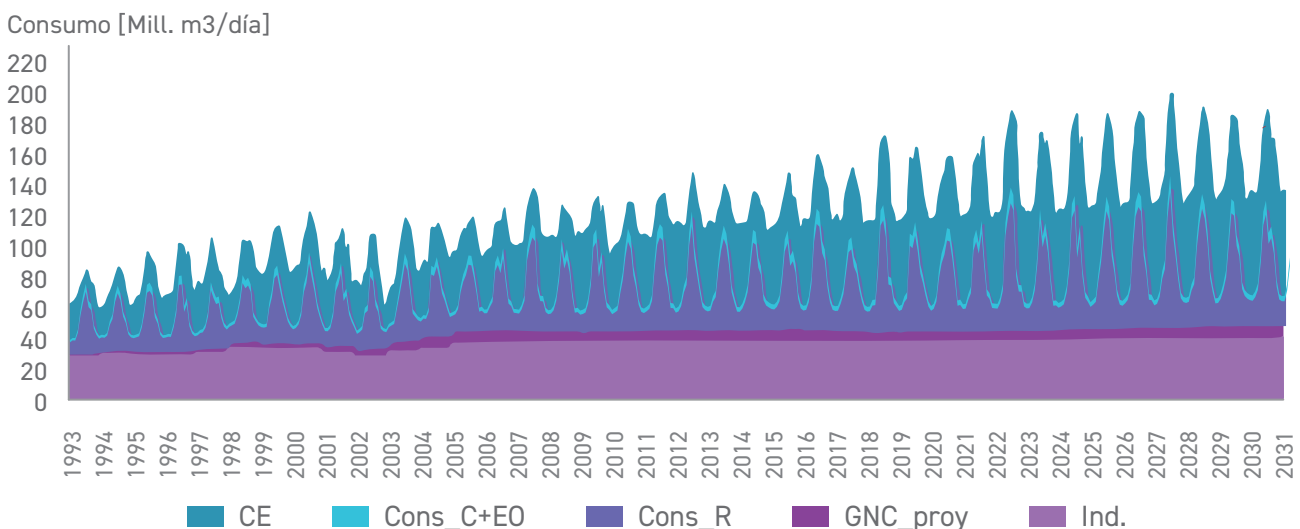
usado en la generación eléctrica, estamos en condiciones de realizar una proyección de consumo de gas total en Argentina para la próxima década.

2.4 PROYECCIÓN DEL CONSUMO TOTAL

Combinando las proyecciones de los consumos de las distintas componentes del consumo de gas, podemos realizar una estimación de la demanda de gas para la próxima década. Como describimos antes, vamos a realizar solo dos hipótesis de consumo, A) en modelo BAU suponiendo un crecimiento tendencial de la demanda y B) un modelo eficiente,

donde las medidas de eficacia estarían restringidas al sector R+C+EO, usado tecnologías existentes en el mercado y ya probadas, según se discutió en las secciones anteriores y en especial se ilustró en el Gráfico 17. Bajo estas hipótesis se realizaron las dos proyecciones del consumo de gas que se ilustran en el Gráfico 25.

PROYECCIÓN CONSUMO BAU (CONSUMO TOTAL DE GN)



PROYECCIÓN CONSUMO EFICIENTE

Consumo (Mill. m³/día)

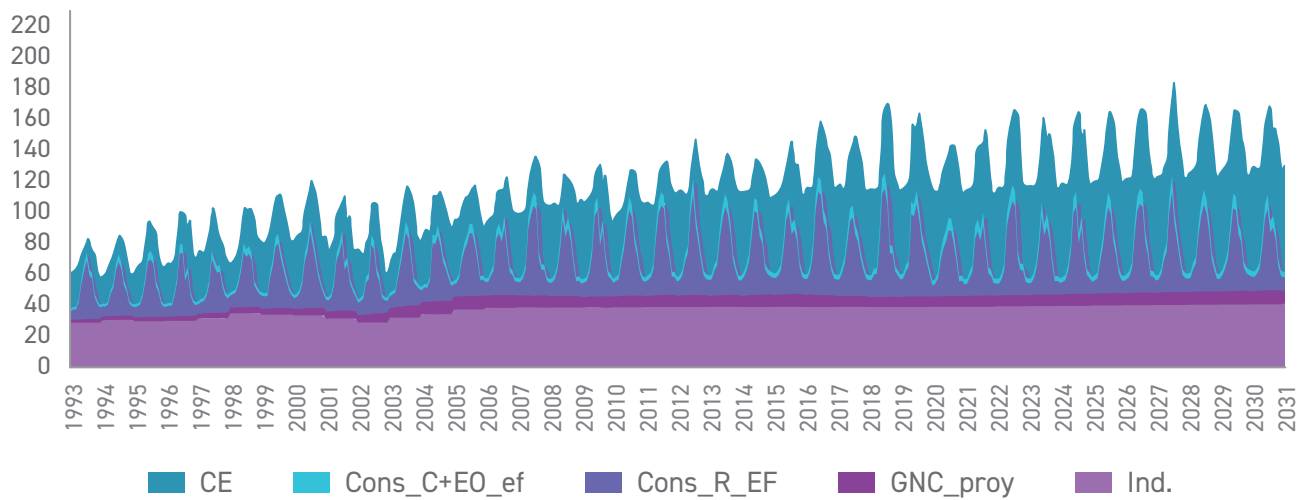


Gráfico 25. Variación de la demanda de gas utilizado en los distintos segmentos de consumo. En el panel superior tenemos la proyección en un modelo BAU y en el inferior el correspondiente a un modelo eficiente. En el panel inferior, con línea roja de puntos se indica la proyección del modelo BAU.

2.5 PROYECCIÓN DE LA OFERTA DE GAS EN ARGENTINA

Actualmente, Argentina, después de años de déficit creciente, la oferta de gas natural ya lleva cuatro años de recuperación en la producción local que ha logrado ir mermando año a año las importaciones, al punto que en 2018 las compras de GNL apenas se llevaron a cabo en los picos invernales para cubrir los requerimientos del sector residencial. En agosto de 2018, a partir de la Res 104/18, la Argentina volvió a exportar gas natural como resultado de los saldos resultantes del crecimiento de la producción local y la estacionalidad de la demanda interna.

Cabe destacar que el sostenido incremento de la oferta local se explica con exclusividad por el desarrollo de yacimientos no convencionales de gas impulsados por condiciones estímulos provenientes de subsidios como el Plan Gas, primero, y la Resolución 46/17, después. A su vez, una parte importante del incremento en la producción de Vaca Muerta fue compensada por la caída en la producción de

otras cuencas donde sus yacimientos convencionales no percibían aquellas señales de precios estímulo, es decir, el emergente de una distorsión que se enfocada en reactivar el desarrollo de la oferta local pero con implicancias negativas en términos de competencia de mercado.

Se espera así, que, de tener un consumo eficiente, para mediados de la próxima década, la oferta interna de gas natural podría hacer innecesaria la necesidad de contar con gas importado. Ver Gráfico 26. De hecho, durante el primer lustro de la próxima década, la importación se concentrará en los envíos desde Bolivia conforme se honre los contratos vigentes hasta 2026, firmado entre ambos países. Para entonces, el balance externo se compondría de saldos exportables en los meses cálidos e importación para cubrir los picos de demanda invernal. El balance neto anualizado pasaría a ser superavitarario a partir de 2023 o 2025.

CONSUMO MEDIO

Consumo (Mill. m³/día)

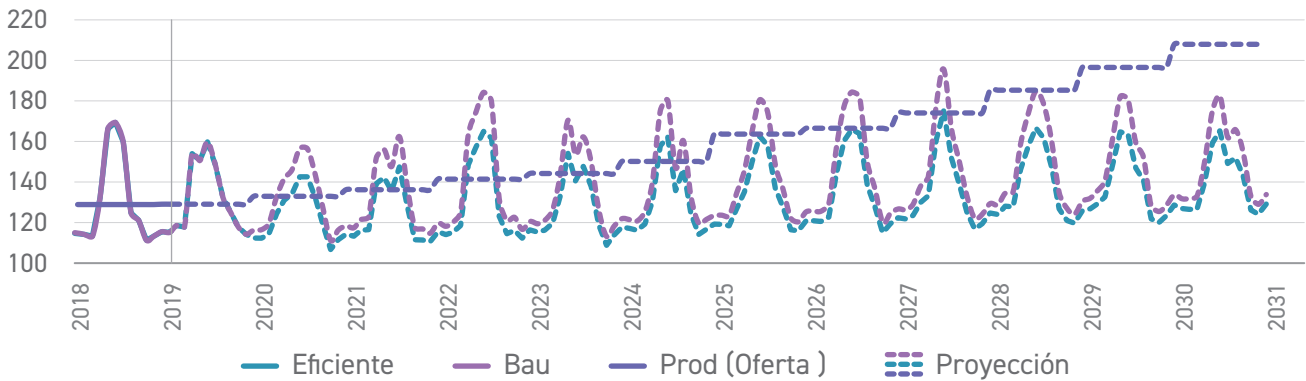


Gráfico 26. Variación de la demanda total de gas utilizado dos modelos de consumo: a) modelo BAU (curva punteada lila) y b) modelo eficiente (curva punteada celeste). Asimismo, en este gráfico se representa un posible modelo de la oferta de gas (curva punteada violeta). De verificarse estas hipótesis, a mediados de la próxima década, se podría generar excedentes de gas para su exportación.

CONSUMO MEDIO TOTAL

Consumo (Mill. m³/día)

Milles Mill. U\$S/año

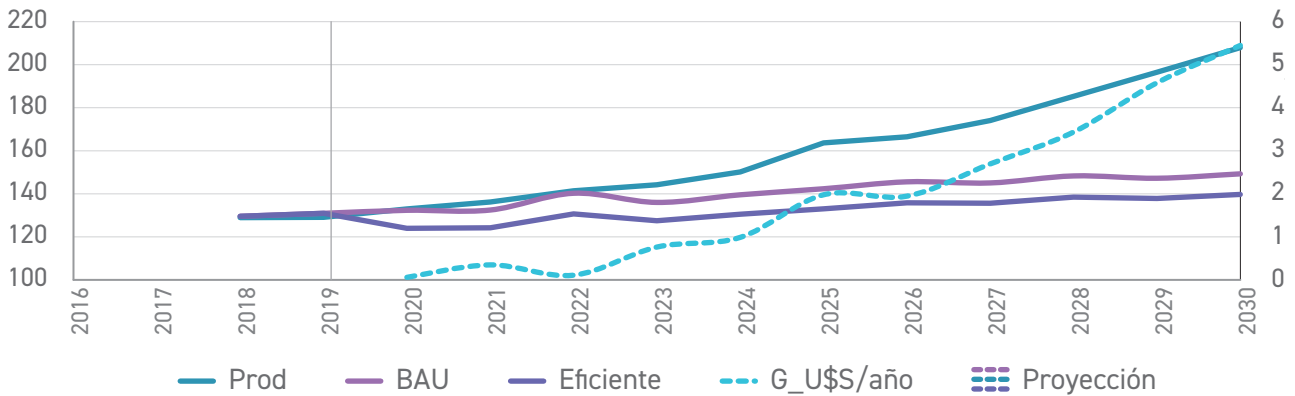


Gráfico 27. Variación de la demanda total de gas utilizado dos modelos de consumo: a) modelo BAU (lila) y b) modelo eficiente (violeta). La curva azul, representa la potencial oferta media de gas. De verificarse estas hipótesis, hacia la mitad de la próxima década, podríamos disponer de saldos exportables. La curva celeste, referida al eje vertical derecha, representa los montos de divisas asociado a estos saldos, suponiendo un valor de 7 U\$S/Millón de BTU.

3

CONCLUSIONES

Uno de los grandes desafíos que el país enfrenta en los próximos años es como desarrollar su potencial energético y revertir 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, 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. Así, será posible lograr un adecuado abastecimiento e incrementar las posibilidades de exportación en un futuro cercano. Como ha venido ocurriendo en la mayoría de los países, la problemática energética requiere de un enfoque combinado de incentivo a 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.

De modo análogo, mejorando las condiciones de aislamiento 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. Asimismo, es necesario estimular una mayor diversificación de la matriz energética nacional, incorporando una 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 fuente de energía de bajo costo que no contamina.

4

TRABAJOS CITADOS

1. World Nuclear Association , «Greenhouse gas emissions avoided through use of nuclear energy,» 2019. [En línea]. Available: <http://www.world-nuclear.org>.
2. Shrink that Foot Print, 2019. [En línea]. Available: <http://shrinkthatfootprint.com/greenest-electricity-source>.
3. The Energy Intitute, «The future of gas The role of natural gas in the future global energy system,» 2018. [En línea]. Available: www.energyint.org.
4. International Energy Agency, «Gas 2018 Analysis and Forecasts to 2023 Market Report,» IEA, 2018.
5. British Pretroleum, «BP Energy Outlook: 2019 edition,» London, 2019.
6. BALANCES ENERGÉTICOS - MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, «BALANCES ENERGÉTICOS,» 2018. [En línea].
7. S. Gil y R. Prieto, «¿Cómo se distribuye el consumo residencial de gas? Modos de promover un uso más eficiente del gas,» Petrotecnia, vol. LIV, n° 6, pp. 81-92, Dic. 2013.
8. J. G. L. S. B. Charles A S Hall, «EROI of different fuels and implications for society,» 2014.
9. S. Gil y J. Deferrari, «Generalized model of prediction of natural gas consumption - S.Gil and J. Deferrari,,» Journal of Energy Resources Technology Journals, vol. 126, n° June, 2004.
10. CAMMESA, «CAMMESA,» 2017. [En línea]. Available: www.cammesa.com.
11. R. P. y. S. G. L. Iannelli, «Eficiencia en el calentamiento de agua. Consumos pasivos en sistemas convencionales y solares híbridos.,» PETROTECNIA, LV, N03, P.586-95, Agosto, 2016, vol. LV, n° 3, pp. 586-595, 2016.
12. ENARGAS, «ENARGAS,» Ente Nacional Regulador del Gas Argentina, June 2018. [En línea]. Available: <https://www.enargas.gov.ar>. [Último acceso: 2018].
13. Normas Argentinas de Gas NAG 313 de Calefones - ENARGAS 2012, «www.enargas.gov.ar,» 2017. [En línea].
14. S.Gil, «¿Es posible disminuir nuestras importaciones de gas? Petrotécnia (Revista del IAPG),» Petrotécnia (Revista del IAPG), vol. LV, pp. 82-91, 2014.
15. INDEC, «Indec,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.indec.gov.ar/indec/web/Nivel4-Tema-2-24-84>.

16. A. Ghia, «El sistema Eléctrico Argentino para la década 2019 - 2029,» Área de Pensamiento Estratégico - Cámara Arg. de la Construcción, Buenos Aires, 2019.
17. J. Biloni y a. et, «Sostenibilidad y eficiencia en el suministro de servicios energéticos,» ERMA Energías renovables y Medio Ambiente, n° 38, pp. 15-23, 2017.
18. S. Carrizo y a. et, «¿Las redes de gas mejorarán la inclusión energética?,» Proyecto Energético, vol. xx, p. xx, 2018.
19. S. Carrizo y a. et, «Pobreza energética en Argentina. Ideas para servicios sostenibles en el Norte de Argentino,» Revista PETROTECNIA, vol. LVII, n° 3/18, pp. 26-30, 2018.
20. E. Canelo, «El Canelo de Nos,» 2018. [En línea]. Available: <http://www.elcanelo.cl>.
21. L. M. Iannelli y e. Al., «EFICIENCIA EN EL CALENTAMIENTO DE AGUA SANITARIA EN ARGENTINA,» Energías Renovables y Medio Ambiente, vol. 39, pp. 21 - 29, 2017.

ANEXO I

INVERSIONES PROYECTADAS EN EL SECTOR GAS 2019-2030

INVERSIONES ESTIMADAS Y PROYECTOS DE MAGNITUD EN EL ÁMBITO LICENCIADO DEL GAS NATURAL POR REDES

En el presente anexo se desarrollarán los aspectos relacionados con las inversiones cuyas proyecciones se extenderían, según los planes actuales, hasta el año 2031 a los efectos de cubrir 2 quinquenios completos a partir de la finalización, en el año 2021, de la Revisión Tarifaria Integral, y aquellas otras propuestas que impactarían fuertemente en el aumento del consumo de Gas Natural.

Los puntos que se analizarán están relacionados con:

1. *Revisión Tarifaria Integral (RTI) de los años 2019, 2020 y 2021, que completan el quinquenio 2017-2021, y tienen ya previstas las inversiones a alcanzar por parte de cada Licenciataria del sistema de gas argentino.*
2. *Crecimiento Vegetativo, a partir de la evaluación de la proyección de los Consumos, la Cantidad de Usuarios y cañería a Instalar, se infiere las inversiones que van a contemplar el crecimiento estimado.*
3. *Abastecimiento a Localidades sobre el Gasoducto de Noreste Argentino (GNEA), se considerarán aquellas localidades, en las proximidades de la traza del GNEA, con posibilidades de ser abastecidas frente a la habilitación al servicio de aquellos tramos de gasoducto que se encuentren operativos.*
4. *Estaciones de Carga de Gas Natural Comprimido/Gas Natural Licuado, esta es una de las proyecciones en el uso del Gas Natural que, de producirse acciones como las que se describirán, exhibirá un avance importante.*
5. *Proyectos de Magnitud/Ideas Fuerza, en este punto se considerarán las inversiones*

relacionadas con aquellos proyectos que por su importancia impactan de forma significativa en el uso del Gas Natural. Tendrían un tratamiento particular ya que, si bien se describirán y considerarán distintas propuestas solo se valorizan algunas de ellas. La valorización de las restantes resulta un tanto compleja por tratarse de aspiraciones que tienen relación directa con decisiones de Estado, no obstante, se definirán los volúmenes incrementales que se presumen para esas ideas fuerza.

A modo de síntesis, se detallan los montos involucrados en la proyección de las inversiones anuales y quinquenales, y, asimismo, se muestran los volúmenes incrementales aproximados que se estiman movilizar por dentro y fuera del sistema de redes y gasoductos del País.

REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL (RTI)

En el ámbito licenciado de distribución y transporte de gas natural por redes fueron aprobadas inversiones a partir de la Revisión Tarifaria Integral 2017-2021, cuya obligación anual es tanto física como económica, esto es lo que se define como la obligación de hacer y de gastar por parte de las licenciatarias, si bien la revisión tarifaria contempla inversiones relacionadas a los aspectos de administración, comercialización y técnicos, para éste último en particular, se consideran tareas/obras que hacen al Mantenimiento y a la Confiabilidad de los sistemas de transporte, y se agrega la Expansión en los sistemas de distribución, esto conforme al detalle que se puede resumir, para los años 2019, 2020 y 2021, en las Tabla 1.

INVERSIONES DE LAS LICENCIATARIAS A PARTIR DE LA RTI PARA LOS AÑOS 2019, 2020 Y 2021

| LICENCIATARIA 2019 - 2021 | INCORPORACIÓN APROXIMADA DE USUARIOS <i>(m3/ día)</i> | CONSUMO PROMEDIO DIARIO <i>(Mill. U\$D)</i> | INVERSIÓN <i>(Mill. U\$D)</i> | RENOVACIONES Y NUEVAS REDES <i>Inversion direccionada a mantenimiento, confiabilidad y expansiones(km)</i> | GASADUCTOS/ RAMALES |
|----------------------------------|--|--|----------------------------------|---|------------------------|
| METROGAS S.A. | 105.000 | 472.500 | 341,09 | 600,0 | 66,0 |
| GAS NATURAL BAN | 171.000 | 769.500 | 260,71 | 463,2 | 106,8 |
| CAMUZZI GAS PAMPEANA | 95.400 | 429.300 | 193,84 | 109,7 | 169,5 |
| CAMUZZI GAS DEL SUR | 57.480 | 373.620 | 100,76 | 55,8 | 71,0 |
| DISTRUBUIDORA DE GAS DEL CENTRO | 23.460 | 105.570 | 67,79 | 194,5 | 12,4 |
| LITORAL GAS S.A. | 32.100 | 144.450 | 99,80 | 175,2 | 87,6 |
| DISTRUBUIDORA DE GAS CUYANA S.A. | 22.620 | 101.790 | 72,60 | 6,8 | 48,4 |
| GASNOR S.A. | 43.200 | 194.400 | 51,05 | 17,4 | 50,1 |
| GASNEA S.A. | 84 | 378 | 19,58 | 77,7 | 60,0 |
| REDENGAS S.A. | 60 | 270 | 0,36 | 24,0 | 0,0 |
| TRANSPORTE DE GAS DEL SUR | - | - | 260,87 | 91 Proyectos para Mantenimiento y Confiabilidad | |
| TRANSPORTE DE GAS DEL NORTE | - | - | 259,78 | 68 Proyectos para Mantenimiento y Confiabilidad | |
| TOTAL | 550.404 | 2.591.778 | 1728,23 | 1724,3 | 671,8 |

Tabla 1.

CRECIMIENTO VEGETATIVO

Como es de conocimiento el alcance de la Revisión Tarifaria se extiende hasta el año 2021, quinto y último año de la RTI, pero esto no implica que no se mantenga la continuidad en la ejecución de obras para prestar servicio a más usuarios, hecho que se podrá verificar a partir de llevarse adelante una nueva revisión tarifaria.

No obstante, y más allá de las revisiones tarifarias quinquenales que oportunamente se realicen, se puede especular con algunas estimaciones hasta el

año 2031, esta inferencia resultará de considerar la proyección de los consumos tanto como el comportamiento que tiene la incorporación de usuarios en el tiempo (Gráficos 28, 29 y 30, y Tabla 2) que, junto a otras variables, permitirán dar certeza a esta especulación y calcular los montos de inversión que atiendan la demanda proyectada.

MILLONES DE USUARIOS RESIDENCIALES (R)

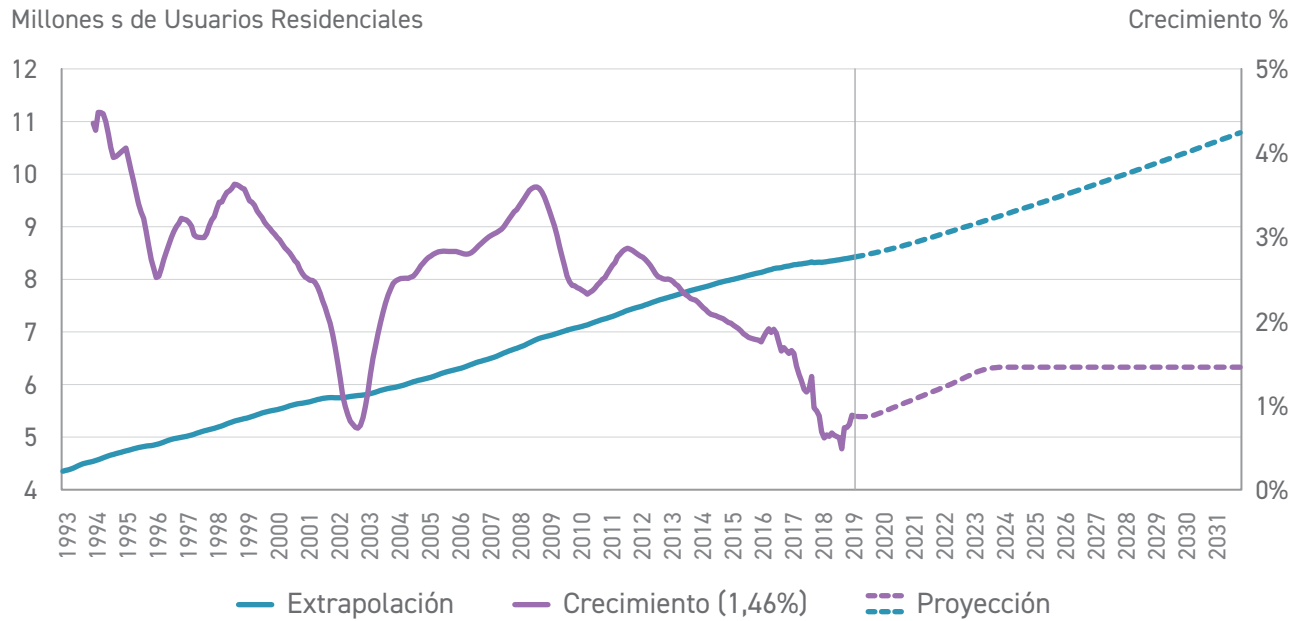


Gráfico 28. Cantidad de Usuarios Residenciales desde el año 1993 y su proyección hasta el año 2031. Línea azul, referida al eje vertical izquierdo. La curva violeta es el crecimiento anual del número de usuarios residenciales, referida al eje vertical derecho. Entre fines de 2018 y fines 2031 la cantidad que se podrían estar incorporando sería, aproximadamente, 1.500.000 de usuarios, suponiendo una tasa de crecimiento del 1,46% a partir de 2025.

MILES DE KM ANUALES TOTALES DE CAÑERÍA EN FUNCIÓN DE LA CANTIDAD DE USUARIOS R.

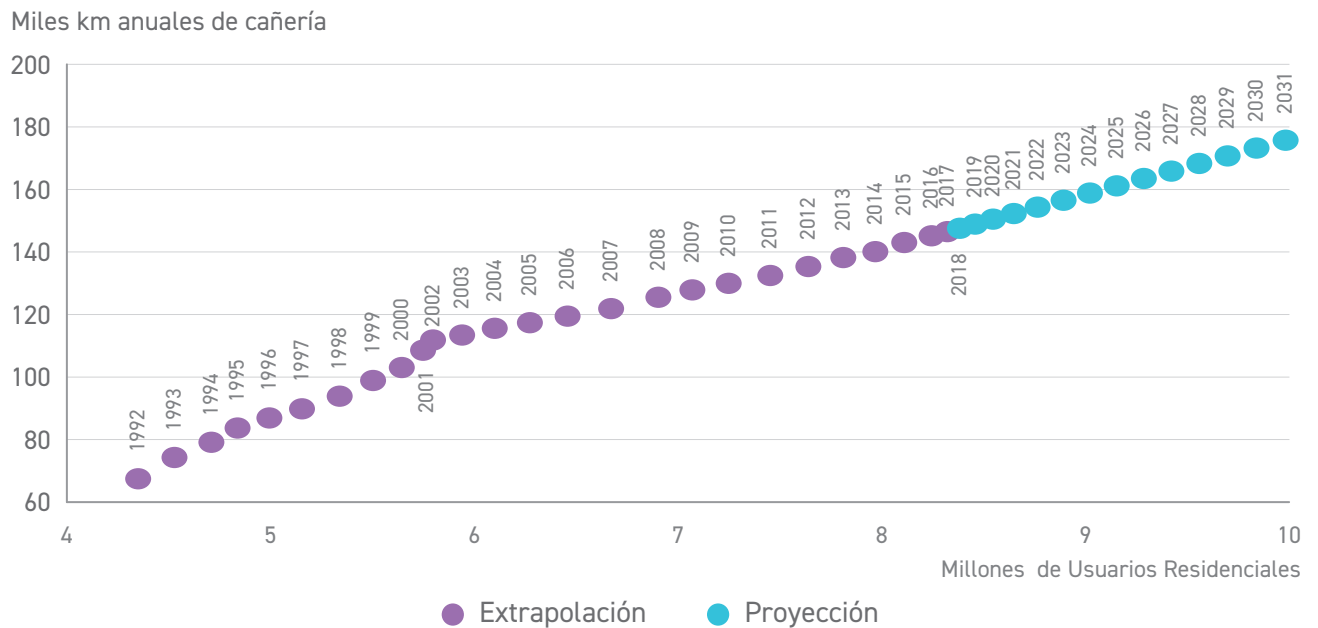


Gráfico 29. Correlación entre la Longitud de cañería operativa en miles de km respecto de la Cantidad de millones de Usuarios Residenciales desde el año 1992 y su proyección a partir de 2018 hasta el año 2031. Para atender la demanda que produce la incorporación estimada de 1.500.000 de usuarios la infraestructura mínima necesaria, entre fines de 2018 y fines 2031, tiene que crecer unos 24.000 km/año.

CONSUMO DIARIO PROMEDIO ANUAL VS. CANTIDAD ANUAL DE USUARIOS RESIDENCIALES

Consumo Diario Promedio anual (Millones m³/día)

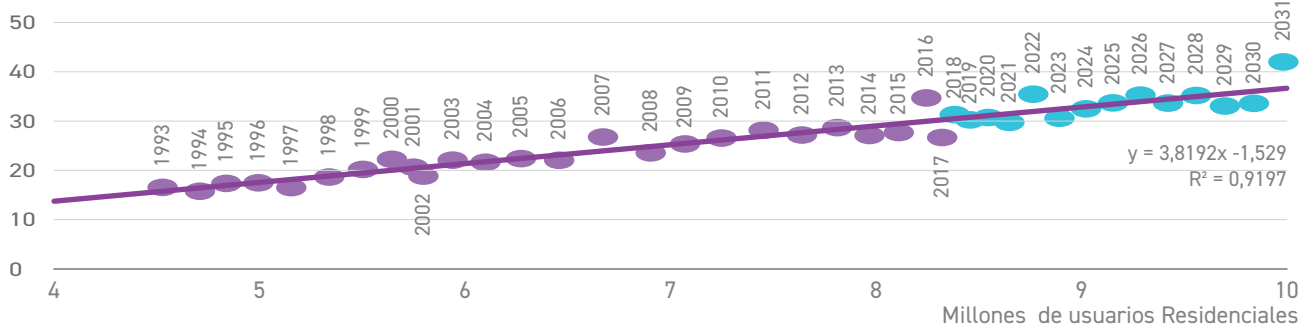


Gráfico 30. Correlación entre la Cantidad de Usuarios Residenciales (en millones) desde el año 1993 y su proyección a partir de 2018 hasta el año 2031, y el consumo Promedio Anual esta en millones de m³/día. Para atender la demanda que produce la incorporación estimada de 1.500.000 de usuarios, el volumen mínimo necesario, entre fines de 2018 y fines 2031, tiene que alcanzar los 820.000 m³/día en el año por cada año.

INVERSIONES ANUALES CONFORME AL CRECIMIENTO DE USUARIOS E INFRAESTRUCTURA PARA LOS AÑOS 2022 AL 2031.

| LICENCIATARIA | INFRAESTRUCTURA, EN LONGITUD DE CAÑERÍA DE DISTINTOS DIÁMETROS (Mil km) | CRECIMIENTO DEL CONSUMO DIARIO PROMEDIO ANUAL (Mil km) | INVERSIÓN (Mill. U\$D) (Mil km) | INV. DIRECCIONADA A MANT., CONFIABILIDAD Y EXPANSIONES (Mill. U\$D) (Mil km) |
|----------------------------------|--|---|---------------------------------------|--|
| METROGAS S.A. | 20,40 | 390,9 | 366,2 | 508,3 |
| GAS NATURAL BAN | 30,83 | 271,9 | 254,7 | 353,6 |
| CAMUZZI GAS PAMPEANA | 32,62 | 217,6 | 203,8 | 282,9 |
| DISTRUBUIDORA DE GAS DEL CENTRO | 19,90 | 118,7 | 111,2 | 154,4 |
| LITORAL GAS S.A. | 15,00 | 118,1 | 110,7 | 153,6 |
| CAMUZZI GAS DEL SUR | 20,70 | 105,5 | 98,9 | 137,2 |
| DISTRUBUIDORA DE GAS CUYANA S.A. | 17,36 | 95,8 | 89,8 | 124,6 |
| GASNOR S.A. | 13,81 | 88,6 | 83,0 | 115,2 |
| GASNEA S.A. | 5,05 | 17,0 | 16,0 | 22,2 |
| TRANSPORTE DE GAS DEL SUR | | | | |
| TRANSPORTE DE GAS DEL NORTE | | | | |
| TOTAL | 175,7 | 1.424 | 1.334 | 1852,1 |

Tabla 2.

ABASTECIMIENTO A LOCALIDADES SOBRE EL GASODUCTO DEL NORESTE ARGENTINO (GNEA)

Se deberá poner atención al GNEA, pero pensando en cómo llegar con la prestación del servicio a potenciales usuarios, cualquiera sea su categoría. El traza-

do de este gasoducto permite el abastecimiento de una cantidad importante de pequeñas y medianas localidades donde, en la mayoría de ellas, se deberá

de realizar la red de distribución más la instalación interna domiciliaria, lo que requiere de inversiones significativas, por ello, el análisis del desarrollo de esas inversiones pasarían por: sí la instalación de esas redes estaría dentro de la tarifa para la próxima revisión tarifaria o a cargo de los futuros usuarios, asimismo, se deberá tener en cuenta los valores que cada uno de los usuarios desembolsará para realizar la instalación interna como también la compra de los artefactos. Las licenciatarias involucradas son tres: GASNOR, LITORAL GAS y GASNEA, con distinta canti-

dad de localidades a considerar por cada Licenciataria y, por supuesto, serán las que definirán el avance de la prestación del servicio del correspondiente con el respectivo conjunto de localidades. Esta proyección tendrá en cuenta solo aquellas localidades con cercanía a la traza del GNEA.

Se estima que podrían ser alcanzadas por el servicio 70 localidades, dentro de la década 2022-2031, sobre un total de 103 localidades en cercanía del gasoducto.

ESTACIONES DE CARGA DE GNC/GNL INVERSIONES EN ESTACIONES DE CARGA DE GNC Y GNL

El uso del Gas Natural como combustible automotor tiene una tendencia incremental y esto se debe, no porque se trate de una alternativa energética importante desde el punto de vista ambiental, como realmente lo es, sino por el precio relativo, donde el Gas Natural se hace fuertemente competitivo y, de la mano de un camino de transformación, que no se agote en los vehículos livianos, sino direccionado al transporte de carga y pasajeros, se estaría estimulando el desarrollo de la instalación de Estaciones de

Carga (EC), lo que tendrá un impacto que no se puede soslayar respecto de las inversiones.

Ahora bien, para poner en valor la incorporación de EC's, se puede especular con una cantidad determinada de estas instalaciones y eso mostrará las inversiones que se producirían, lo que se puede resumir, de manera más global, para los quinquenios 2022-2026 y 2027-2031, en la tablas 3.

INCORPORACIÓN DE ESTACIONES DE CARGA E INVERSIÓN CORRESPONDIENTE QUINQUENIOS 2022-2026 Y 2027-2031

| LICENCIATARIA | INCORPORACIÓN DE ESTACIONES DE CARGA | CAPACIDAD DE SUMINISTRO POR EC (900 m ³ /día) | INVERSIÓN (U\$D) |
|--------------------------------------|--------------------------------------|---|---------------------|
| METROGAS | 0 | 0 | 0 |
| Gas Natural BAN | 0 | 0 | 0 |
| CAMUZZI GAS PAMPEANA | 1 | 900 | 500.000 |
| DISTRIBUIDORA de GAS del CENTRO S.A. | 1 | 900 | 500.000 |
| LITORAL GAS | 1 | 900 | 500.000 |
| CAMUZZI GAS del SUR | 0 | 0 | 0 |
| DISTRIB. de GAS CUYANA | 1 | 900 | 500.000 |
| GASNOR | 1 | 900 | 500.000 |
| GASNEA | 0 | 0 | 0 |
| TOTAL | 5 | 4.500 | 2.500.000 |

Tabla 3.

Conforme a lo señalado en los primeros párrafos de este punto, los volúmenes involucrados a partir de la incorporación del transporte de carga y pasajeros al uso del Gas Natural como combustible primario, es

un hecho que produciría un incremental importante que podría hasta duplicar el consumo actual en un quinquenio, este fenómeno se puede ver reflejado en uno de los Cuadros Resumen del Punto 6.

PROYECTOS DE MAGNITUD / IDEAS FUERZAS

ABASTECIMIENTO DE LOCALIDADES CON GAS LICUADO DE PETRÓLEO (GLP) Y DISPERSAS, CON GAS NATURAL LICUADO (GNL)

En el País existen localidades cuyas redes tienen un servicio de distribución con GLP que, a partir de un cambio tecnológico, podrían ser abastecidas con GNL. Asimismo, localidades que están a distancias importantes de los gasoductos troncales podrían ser servidas con esta misma tecnología, por lo que, se evaluaron inversiones dentro de los quinquenios 2022 - 2026 y 2027 - 2031. Un punto para considerar es la actitud que asuma la Autoridad Regulatoria (ENARGAS) frente a esta posibilidad, dado que su trabajo regulatorio sería un instrumento incentivador para un fuerte y sostenido desarrollo del GNL para el abastecimiento de redes de distribución.

- *Conversión de Localidades Abastecidas por GLP que pasarían a GNL.*

El conjunto de localidades que, en el ámbito del País, tienen servicio a partir de Gas Licuado de Petróleo, o Gas Natural Comprimido (GNC), o Gas Natural a Presión (GNP), a la fecha suman 67 y es realizado por Distribuidoras (15) y Subdistribuidoras (52). Sin dudas el Gas Natural Licuado es la alternativa de suministro más conveniente, prácticamente inexcusable de realizar, ya que, para los mismos volúmenes físicos de almacenamiento, se tiene mayor autonomía, por lo tanto, una menor frecuencia de reposición de la carga, y sin incertidumbre para el abastecimiento, como ocurre particularmente con el GLP.

El abastecimiento con GNL a redes de distribución tiene algunos aspectos a los cuales se les deberá dar tratamiento, tanto desde el punto de vista técnico (por ejemplo, odorización por seguridad) como regulatorio (por caso: considerar el surgimiento de un nuevo sujeto en el sistema, cuestiones tarifarias, etc.), el punto es que, estando la tecnología disponible en

el País, un reemplazo paulatino del GLP o el GNC por el GNL, es posible y conveniente.

- *Localidades Dispersas que se abastecerían con GNL.*

En los escenarios potenciales de conjuntos dispersos de usuarios (localidades alejadas de los gasoductos troncales), resultará oportuno evaluar las inversiones que permitan ejecutar la instalación de la red de distribución de la localidad y la interna domiciliaria de cada usuario, en lugar de realizar los gasoductos y/o ramales de alimentación, reemplazando a éstos por gasoductos virtuales con Gas Natural Licuado.

A esta alternativa de abastecimiento a localidades apartadas de la traza de los gasoductos existentes, el fluido estaría llegando de lugares o yacimientos que están fuera del sistema que inyectan en las cabeceras de la red de transporte, por lo tanto, de alcanzar esta alternativa un proceso de desarrollo importante, conforme a una "demanda posible", se debería analizar el marco regulatorio pertinente como también va a ocurrir, y se señalara en el apartado anterior, con la Conversión de Localidades Abastecidas por GLP que pasan a GNL.

Por lo que, de tenerse asegurado el abastecimiento a estas localidades, se deberá trabajar sobre lo tangible para esos potenciales usuarios, esto es y como también ya se indicara, la importancia de la obtención de los fondos para la inversión en la red de distribución, la instalación interna domiciliaria e inclusive los artefactos correspondientes (cocina, calefactor y artefacto para el calentamiento de agua sanitaria).

Frente a lo señalado, esta forma de suministro obliga a pensar en desarrollar su propia valoración económica y la primera dificultad que se presenta es determinar cuáles son esas localidades (demanda posible) que se sumarían a esta prestación de servicio. Frente a lo señalado, se puede estimar un número mínimo de localidades por área licenciada, con excepción de Metrogas S.A. y Gas Natural BAN S.A. donde la condición de red de distribución concentrada hace que el desarrollo de sus redes tengan, fundamentalmen-

te, que ver con el crecimiento vegetativo, por lo que, las áreas licenciadas involucradas son las de: Gasnor S.A., Distribuidora de Gas del Centro S.A., Distribuidora de Gas Cuyana S.A., Camuzzi Gas Pampeana S.A. y Camuzzi Gas del Sur, y el por qué considerar el área de licencia es debido a que no solamente podrán proveer el servicio las propias Distribuidoras sino que también surgirán nuevos Subdistribuidores que tomarán el GNL como una alternativa de abastecimiento para el servicio.

CANTIDAD DE LOCALIDADES A CONVERTIR O A INCORPORARSE AL SERVICIO DE GAS NATURAL, E INVERSIÓN CORRESPONDIENTE A CONVERSIONES Y NUEVAS REDES, PARA LOS AÑOS 2023 A 2031

| LICENCIATARIA | USUARIOS | LOCALIDADES | INV. PARA NUEVAS LOCALIDADES (*) (Mill. U\$D) | OBSERVACIONES |
|----------------------------------|----------|-------------|--|---|
| CAMUZZI GAS PAMPEANA | (*2) | 5 | 1,1 | Conversión de GLP o GNC a GNL y Nuevas Localidades abastecida por GNL |
| DISTRUBUIDORA DE GAS DEL CENTRO | (*2) | 3 | 0,5 | Conversión de GLP o GNC a GNL y Nuevas Localidades abastecida por GNL |
| LITORAL GAS S.A. | (*2) | 2 | 0,5 | Conversión de GLP o GNC a GNL |
| CAMUZZI GAS DEL SUR | (*2) | 6 | 1,2 | Conversión de GLP o GNC a GNL y Nuevas Localidades abastecida por GNL |
| DISTRUBUIDORA DE GAS CUYANA S.A. | (*2) | 2 | 0,4 | Conversión de GLP o GNC a GNL y Nuevas Localidades abastecida por GNL |
| GASNOR S.A. | (*2) | 2 | 0,4 | Nuevas Localidades abastecida por GNL |
| GASNEA S.A. | (*2) | 2 | 0,5 | Conversión de GLP o GNC a GNL |
| SUBDISTRIBUIDORES | (*2) | 36 | 5,6 | Conversión de GLP o GNC a GNL y Nuevas Localidades abastecida por GNL |
| TOTAL | | 58 | 10,1 | |

(*)Red + Instalación Interna + Artefactos

(*2) En la Conversión de GLP o GNC o GNP a GNL no se tiene en cuenta la uncorporación de Usuario y el Crecimiento Vegetativo está considerado en el apartado correspondiente.

Tabla 4

Nuevamente, para este tipo de abastecimiento se presentan interrogantes que deberán ser convenientemente tratados ya que el Gas Natural que consuman esos usuarios, dado que no proviene de un yacimiento relacionado al sistema de transpor-

te sino de otros que, por distancia u otros aspectos, no están vinculados con la red de transporte, obliga entonces a evaluar regulatoriamente cuestiones tarifarias, lo que lo puede convertir en una alternativa de competencia en la prestación del servicio, no solo

para usuarios residenciales sino para el abastecimiento a industrias, centrales eléctricas, estaciones de carga de GNL o GNC, entre otros.

Una aproximación de la cantidad de localidades que podrían poseer servicio usando GNL, se indica en las tablas 4.

Asimismo, cabe pensar que antes de llegar a nuevas localidades con Gas Natural a partir del GNL, las primeras acciones se focalizarán en la sustitución del GLP o el GNC por GNL, lo indicado está también contemplado en la tabla 4.

La procedencia del fluido para las localidades involucradas en el objetivo de cambiar el tipo de abastecimiento, pasando de GLP, en general, a GNL, como se indicó, será de yacimientos que no están vinculados a la red de los sistemas de transporte y distribución existentes, por lo tanto, son un recurso energético de “fuera del sistema” que merecerá un tratamiento regulatorio particular.

Esta sección contiene proyectos con los que se puede especular en cuanto a un desarrollo intensivo del uso del Gas Natural, si bien el Gasoducto Neuquén – Bs. As. Norte / Santa Fe Sur es el proyecto que se valorizó y se fijó una posible fecha de ejecución, como se mostrará seguidamente; más adelante, se enumerarán otros potenciales “proyectos o ideas fuerza” con los que se podría también especular respecto de su factibilidad.

GASODUCTO NEUQUÉN (NQN) – BS. AS. NORTE/ SANTA FE SUR (BAN/SFS)

Cierto es que el País tiene una notable infraestructura gasífera de transporte y distribución, y “todos los tendidos de cañería que tenían que hacerse ya están hechos y más ...”, con excepción que surja algún gasoducto dedicado a un consumo particular, como ser una industria importante, centrales eléctricas u otro proyecto de trascendencia. Dentro de esta condición se puede considerar el proyecto de Gasoducto NQN (Neuquén-Vaca Muerta) - BAN/SFS (Buenos Aires Norte/Santa Fe Sur), que pretende ser una alternativa para poner en valor el yacimiento de Vaca Muerta, este tipo de emprendimientos debe

tener certeza respecto del mecanismo de la oferta y la demanda para que el desarrollo del mismo tenga sustentabilidad, es conocido que la oferta está, lo que no tiene certeza es una demanda que pueda consolidarse a partir del abastecimiento a Centrales Eléctricas, consumos industriales como también considerar la conexión de este nuevo gasoducto con el Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA).

De llevarse adelante el gasoducto NQN-BAN/SFS se puede especular, respecto de su ejecución, dentro del quinquenio 2022-2026, con un tiempo de ejecución, desde la ingeniería hasta su habilitación total, de 3 años y una inversión que alcanzaría los 1.400 millones de dólares, asimismo, conforme a su trazado del gasoducto, se podrá considerar el abastecimiento a localidades cercanas a éste.

Lo descripto hasta aquí responde a las inferencias realizadas a partir de información preexistente y como puede evolucionar, en su conjunto, los sistemas de distribución y transporte en Argentina, esto sin prácticamente proyectos de envergadura que impacten fuertemente sobre el yacimiento de Vaca Muerta.

Ahora bien, buscando una visión más amplia o macro para evaluar dicho yacimiento implica reflexionar respecto de aspectos relacionados con las inversiones a realizar para su explotación, lo que conlleva a considerar particularidades de competitividad en cuanto a: técnicas de extracción, tiempos operativos de las áreas, etc., que se traduce a un precio de explotación para el gas que; para un desarrollo sustentable –petroquímico (etanol, agroquímicos, polietileno y polipropileno con tecnologías a partir del metano), siderúrgico (tecnologías para mejorar los aceros), de licuefacción (para la exportación) y otras alternativas que puedan presentarse-, el valor de obtención del gas, en yacimiento, no podrá ser superior a aquél que el mercado toma como referencia, cualquiera sea ésta; ya que de no ser así, implica directamente la no concreción de las inversiones necesarias para el avance de las distintas alternativas que se puedan plantear.

Dicho esto, que no deja de ser un secreto a voces, las autoridades deberían considerar rápida e inteligentemente los caminos a transitar para que en las evaluaciones comparativas (net-back) con otras fuentes energéticas por caso las “renovables” (fo-

tovoltaica, eólica, mareomotriz, etc.), no termine mostrando que invertir en la explotación gasífera en Argentina, no resulta atractiva.

La orientación y velocidad en las decisiones compromete el uso intensivo de un recurso energético disponible en el largo plazo y que resulta ser un camino obligado hacia una matriz energética más diversa donde se integren las alternativas renovables.

La intensificación señalada del uso del gas se la puede asociar a las posibilidades que a continuación se describen y que tendrán una estimación tanto económica, cuando ésta lo permita, como de los volúmenes involucrados en estos proyectos o ideas fuerza.

GASODUCTO NEUQUÉN (NQN) – SALIQUELÓ, PROVINCIA DE BS. AS

Este proyecto de Gasoducto NQN (Neuquén-Vaca Muerta) – Saliqueló, (Provincia de Buenos Aires), que atraviesa la provincia de La Pampa hasta llegar al Departamento de Saliqueló, prácticamente en el oeste de la provincia de Buenos Aires, es una alternativa que viene a sumar para poner en valor el yacimiento de Vaca Muerta y no es excluyente respecto del gasoducto NQN-BAN/SFS, solo dependerá de la financiación que se obtenga para lograr su ejecución. La información sobre este proyecto es muy pobre y más allá de su mención y que puede a llegar movilizar hasta 40 millones de m³ por día en etapas sucesivas, no se cuenta con más precisiones.

GAS NATURAL PARA LA MOVILIDAD

La expansión del uso del gas natural al transporte de carga y de pasajeros está directamente asociada a decisiones de Estado, ello así, dado que los subsidios a los combustibles líquidos perjudican al desarrollo del GNC y el GNL. El consumo actual de Gas Natural por parte de los vehículos livianos es de 7.000.000 m³ diarios, valor este que podría duplicarse rápidamente en pocos años de emplearse herramientas orientadoras, a partir de un trabajo conjunto con los organismos competentes, para impulsar el uso del GAS NATURAL en la MOVILIDAD, y esto es trabajar,

como ya se manifestó, sobre el subsidio a los combustibles líquidos, particularmente en la Patagonia, cuya eliminación progresiva, ordenada y controlada, se convertiría en un vector natural para el mercado, sin necesidad de recurrir a la reducción de impuestos para incentivar la conversión vehicular o la incorporación de cambios tecnológicos (vehículos híbridos -eléctrico + Gas Natural-, vehículos eléctricos con celdas de combustible alimentadas con Gas Natural). No obstante ello, el Decreto N.º 331/2017 que reduce sustancialmente los aranceles que deben pagar los vehículos importados eléctricos, híbridos y con celdas de combustible que tengan fábricas terminales en el País y su modificatorio, el Decreto N.º 230/2019, que amplía el alcance a marcas sin terminales locales, también, esa baja arancelaria, debería alcanzar a vehículos importados que usen como combustible solo Gas Natural cuya prestación, en el análisis que se conoce como del “Pozo a la Rueda” (Well to Wheel), es comparable a la de un vehículo eléctrico tanto desde el punto de vista energético como ambiental. Asimismo, cabe señalar que la Autoridad Regulatoria (ENARGAS) deberá trabajar sobre aspectos reglamentarios relacionados con el GNL para la Movilidad, en Estaciones de Carga cautivas y públicas, definición de la intervención de nuevos sujetos dentro la actividad como así también la forma de identificación y los alcances para aquellos vehículos (terrestres o náuticos) producidos directamente por las automotrices o empresas navieras que usen Gas Natural como combustible primario cuyo su sistema de almacenamiento pueda ser GNC o GNL.

Una reflexión final en este punto, que merece ser tenida en cuenta, es el comportamiento de los automovilistas al momento de decidir sobre la elección del combustible de propulsión, GNC o NAFTA, ya que parecería que el producto GNC Vehicular respecto al producto NAFTA se comporta como las “segundas marcas”, lo que se define como “efecto de sustitución”, pero la diferencia del producto GNC Vehicular con las “segundas marcas” radica en que las segundas marcas son productos de menor precio y de menor calidad que alcanzan a satisfacer los requerimientos de los consumidores, mientras que en este caso, el GNC Vehicular, si bien es de menor precio relativo –coincidiendo en este aspecto con las “segundas marcas”–, tiene mayor eficiencia por unidad de volumen equivalente y menor cantidad de emisiones contaminantes, ventajas de calidad que nunca presentan las “segundas marcas”. Frente a este escenario, las fábricas automotrices deberían focalizarse o evaluar cuál es el producto para introducir/incorporar/ofrecer al mercado argentino, considerando las importantes posibili-

dades gasíferas del País y la amplia red de distribución de Estaciones de Carga (única en el mundo) cuya capacidad instalada permitiría atender el incremento de la demanda de todo aquello que se vaya incorporando al uso del Gas Natural como combustible para la Movilidad.

EXPORTACIÓN DE GNL

En este punto se deberá definir la locación de las instalaciones para la licuefacción, las que necesariamente estarán asociadas a un puerto de aguas profundas, en consecuencia, su ubicación deberá considerarse sobre la costa patagónica.

INTERCONEXIÓN ENTRE LOS GASODUCTOS PATAGÓNICO Y SAN MARTÍN

Para canalizar la producción de Vaca Muerta cabe especular con la alternativa de vincular este yacimiento con el sistema Cordillerano-Patagónico, por lo que, se deberá materializar ampliaciones sobre dicho sistema, y ejecutar la conexión del gasoducto Patagónico, desde el yacimiento Boleadoras, al gasoducto San Martín, permitiendo así abastecer la instalación de licuefacción que se ubique sobre la costa que permita materializar la Exportación de GNL.

INSTALACIÓN DE CENTRO LOGÍSTICO

Frente a la posibilidad de ubicar un Centro de Logística en la provincia de Tierra del Fuego o en las provincias de Santa Cruz o de Chubut para abastecer a las bases existentes en la Antártida tanto nacionales como la de otros países, resultaría interesante evaluar la alternativa de producir un cambio paradigmático, como ser, el reemplazo del gas-oíl/fuel-oíl por GNL, combustible menos contaminante para un ámbito que se pretende preservar ambientalmente. Asimismo, abastecer a cruceros turísticos cuyo combustible para la propulsión del navío es Gas Natural. Por otro lado, y sin descuidar el impacto político que el hecho tendría, sería interesante evaluar el hecho de facilitar el abastecimiento con Gas Natural, a tra-

vés de GNL -sabiendo que se trata de un consumo muy reducido-, a las Islas Malvinas.

ABASTECIMIENTO A LAS PROVINCIAS DE CORRIENTE Y MISIONES.

Actualmente las provincias de Corrientes y Misiones no cuentan con instalaciones de servicio de gas natural por redes, en el caso de Corrientes, la localidad de Paso de los Libres es la única que cuenta con la llegada de un gasoducto pero el desarrollo de la red de distribución ha sido mínimo, por otro lado, la industria arrocerera de la provincia tiene una fuerte necesidad de contar con un energético menos contaminante para sus hornos de secado lo que hace considerar una demanda interesante de esta industria como también el desarrollo del servicio residencial gas por redes en las localidades donde se ubican las instalaciones de secado. En el caso de Misiones existe un conjunto de viviendas que contará con servicio de gas por redes, pero de GLP.

Para ambas provincias una alternativa interesante sería la utilización del GNL, para el caso de Corrientes la instalación de un sistema integral de licuefacción y gasificación para el abastecimiento de los hornos de sacado y las localidades donde estos se encuentren, y en el caso de Misiones se trata del reemplazo del GLP por el Gas Natural a partir de un gasoducto virtual con GNL.

Este conjunto de alternativas son referenciales y orientadoras para realizar una evaluación más profunda y de factibilidad o bien pensar en focalizarse hacia otros objetivos, ya que poner en marcha estas posibles instalaciones depende, como se indicó, de los costos de producción de Gas Natural y decisiones de Estado, reiterando, si ese costo de producción en Vaca Muerta es superior a aquel que el mercado toma como referencia, no será viable proyecto alguno, dado que no serán factibles inversiones donde uno de los componentes, en este caso el Gas Natural, no tenga un precio competitivo. Asimismo, el Estado deberá jugar un rol importante respecto de la orientación de las inversiones, es decir, cuáles serán los proyectos o las ideas fuerza que priorizará siempre que se cuente con un Gas Natural competitivo.

ABASTECIMIENTO A LA CIUDAD DE ASUNCIÓN, REPÚBLICA DEL PARAGUAY

Frente a la posibilidad de tener operativo el Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA), la traza que atraviesa la provincia de Formosa, permitiría, a partir de una derivación, abastecer Asunción, ciudad capital del vecino país, esto no es más que una "idea fuerza" que tiene el componente político por tratarse de un país miembro-parte del MERCOSUR, donde Paraguay accedería a un energético de importancia respecto de su uso industrial, comercial y residencial, y Argentina para buscar cierto equilibrio en lo que hace al intercambio energético entre ambos países.

Este conjunto de alternativas son referenciales y orientadoras para realizar una evaluación más profunda y de factibilidad o bien pensar en focalizarse hacia otros objetivos, ya que poner en marcha estas

posibles instalaciones depende, como se indicó, de los costos de producción de Gas Natural y decisiones de Estado, reiterando, si ese costo de producción en Vaca Muerta es superior a aquel que el mercado toma como referencia, no será viable proyecto alguno, dado que no serán factibles inversiones donde uno de los componentes, en este caso el Gas Natural, no tenga un precio competitivo. Asimismo, el Estado deberá jugar un rol importante respecto de la orientación de las inversiones, es decir, cuáles serán los proyectos o las ideas fuerza que priorizará siempre que se cuente con un Gas Natural competitivo.

CUADROS RESUMEN

La integración de la información permitirá conocer los montos anuales involucrados respecto a las expectativas de inversión, que redundará en un aumento de la actividad. El cuadro resumen de la Tabla 5 muestra una visión conservadora, producto de las consideraciones realizadas respecto al horizonte del desarrollo de las inversiones en el down-stream gasífero.

DESARROLLO DE LAS INVERSIONES EN EL DOWN-STREAM GASÍFERO, HASTA EL AÑO 2031. CUADRO RESUMEN DE PROYECCIONES ESTIMADAS DE INVERSIÓN

| RUBRO / ITEM | INVERSIONES ANUALES / QUINQUENALES | | OBSERVACIONES |
|---|------------------------------------|---|---------------|
| | (Mil. Mill. U\$D) | | |
| REVISION TARIFARA INTEGRAL (RTI) QUINQUENIO 2017 - 2021(2019) | 580,6 | Surge de los Planes de Inversión | |
| REVISION TARIFARA INTEGRAL (RTI) QUINQUENIO 2017 - 2021(2020) | 612,0 | Surge de los Planes de Inversión | |
| REVISION TARIFARA INTEGRAL QUINQUENIO 2017 - 2021(RTI) (2021) | 535,6 | Surge de los Planes de Inversión | |
| TOTAL 2019 A 2021 | 1728,2 | No se consideraron los años 2017 y 2018 por estar cumplidos. | |
| TOTAL DEL QUINQUENIO | 2291,0 | Contiene los parciales de cada año. | |
| PROYECTOS DE MAGNITUD | 0,0 | Los posibles PROYECTOS DE MAGNITUD no han sido valorizados. | |
| PROYECTOS DE OPERACIÓN & MANTENIMIENTO | 369,0 | Evaluación quinquenal por extrapolación comparativa con las Distribuidoras. | |
| ABASTECIMIENTO A LOC. SOBRE EL GNEA | 102,4 | Ponderación global de desarrollo de localidades dentro del quinquenio. | |
| ESTACIONES DE CARGA DE GNC / GNL | 1,5 | Estimación de la intalación de EC dentro del quinquenio para un crecimiento Vegetativo. | |
| REVISIÓN TECNICA DE LAS INST. INT. DOM. (NAG-226) | 0,0 | Esta evaluación no fue realizada y a que es dificultoso calcular el impacto en los usuarios | |
| REVISION TARIFARA INTEGRAL (RTI) | 2763,9 | | |

| RUBRO / ITEM | INVERSIONES ANUALES / QUINQUENALES | OBSERVACIONES |
|---------------------------------------|------------------------------------|---|
| | (Mil Mill. U\$D) | |
| REVISION TARIFARA INTEGRAL (RTI) | 978,3 | Contiene los parciales de cada año. |
| REVISION TARIFARA INTEGRAL (RTI) | 0,0 | Los posibles PROYECTOS DE MAGNITUD no han sido valorizados. |
| REVISION TARIFARA INTEGRAL (RTI) | 403,0 | Evaluación quinquenal por extrapolación comparativa con las Distribuidoras. |
| REVISION TARIFARA INTEGRAL (RTI) | 88,4 | Pnderación global de desarrollo de localidades dentro del quinquenio. |
| REVISION TARIFARA INTEGRAL (RTI) | 1,0 | Estimación de la intalación de EC dentro del quinquenio para un crecimiento Vegetativo. |
| REVISION TARIFARA INTEGRAL (RTI) | 0,0 | Esta evaluación no fue realizada y a que es dificultoso calcular el impacto en los usuarios |
| TOTAL QUINQUENIO 2027-2031 | 1470,7 | |
| TOTAL para el PERIODO EVALUADO | | |

Tabla 5

En la Tabla 6 se presentan los Proyectos de Magnitud que deberá evaluarse la oportunidad y conveniencia.

PROYECTOS DE MAGNITUD

| PROYECTOS DE MAGNITUD | QUINQUENIO | VOLUMENES INCREMENTALES | OBSERVACIONES |
|---|-----------------------|-------------------------|--|
| | | (Mill. M3 / día) | |
| CRECIMIENTO del CONSUMO DIARIO PROMEDIO ANUAL (R+C+C+EO+ind.+GNC+CE) | 2022-2026 y 2027-2031 | 1,42 | BAU del País (Business As Usual), en los sistemas de Distribución y Transporte. Están considerados los volúmenes de conversión del GLP a NL y el abastecimiento de Localidades Dispersas con GNL. No es un Proyecto de Magnitud. |
| GASODUCTO NEUQUEN - BUENOS AIRES NORTE / SANTA FE SUR | 2022-2026 y 2027-2031 | 10,00 | Estaría operativo a partir del año 2025 (Etapa 1/ Etapa 2) |
| ABASTECIMIENTO A LAS PROVINCIAS DE CORRIENTES Y MISIONES (instalación de un centro de logística para la distribución del GNL) | 2022-2026 | 0,50 | Dentro del quinquenio. |
| AMPLIACIÓN DEL SISTEMA CORDILLERANO - PATAGÓNICO e INTERCONEXIÓN entre los GASODUCTOS PATAGONICO Y SAN MARTÍN | 2022-2026 | 0,00 | Permitirá el desplazamiento del gas desde el yacimiento Vaca Muerta hasta la planta de licuefacción en un punto de la Costa Patagónica para la exportación de GNL. |
| INCORPORACIÓN del TRANSPORTE de CARGA y PÚBLICO de PASAJEROS al uso del GAS NATURAL como COMBUSTIBLE, tanto en su forma de almacenamiento (tanque) como GNC o GNL | 2022-2026 y 2027-2031 | 2 + 5 | Para cada uno de los quinquenios. El Gas Natural puede ser abastecido desde fuera del sistema. |
| EXPORTACIÓN de GAS NATURAL LIQUADO desde la COSTA PATAGÓNICA(necesidad de Puerto de Aguas Profundas) | 2027-2031 | 10,00 | Dentro del quinquenio. |
| INSTALACIÓN de CENTRO LOGÍSTICO en la COSTA PATAGÓNICA (necesidad de Puerto de Aguas Profundas) | 2027-2031 | 2,00 | Dentro del quinquenio. |

Tabla 6

Como última información se pretende mostrar cómo sería el ritmo incremental de los consumos, ver Tabla 7, proyectando un escenario posible para los volúmenes estimados. Concluyendo entonces que el volumen que en la actualidad se consume, como m³ promedio diario anual, podrá verse incrementado, para el año 2031, en unos 46 millones de metros cúbicos por día.

RITMO INCREMENTAL DE LOS CONSUMOS AÑO POR AÑO

| AÑO | VOLÚMENES INCREMENTALES <i>(Mill. m³/día)</i> |
|------|---|
| 2022 | 1,50 |
| 2023 | 3,00 |
| 2024 | 5,00 |
| 2025 | 12,5 |
| 2026 | 20,0 |
| 2027 | 22,5 |
| 2028 | 25,0 |
| 2029 | 27,5 |
| 2030 | 40,0 |
| 2031 | 44,5 |

Tabla 7: Ritmo Incremental de los Consumos año por año.

ANEXO II

**REFLEXIONES SOBRE LA
PROVISIÓN DE SERVICIOS
ENERGÉTICOS EN POBLACIONES
DISPERSAS Y DE BAJOS RECURSOS**

Dado que unos de los desafíos actuales, como vimos, es llevar servicios energéticos a poblaciones pequeña, con baja densidad, es decir poblaciones más bien dispersas y de bajos recursos, creemos conveniente recopilar algunas experiencias de este tipo realizadas en las región del NEA y otros estudios relacionados, a fin de que los esfuerzos e inversiones logre el mejor provecho posible. [17] [18] [19]

Como en muchas zonas de bajas densidades, en el Noreste, los costos de tender redes de gas y conectarse son altos, a menor densidad poblacional, mayor es el costo de la red por usuario. Suponiendo que ya se dispone de un gasoducto troncal a algunas decenas de kilómetros del espacio a servir u otro sistema de abastecimiento, el costo de tender la red hasta la vivienda rondaría 2500 USD. [17] Para conectar la vivienda, se requiere primeramente la regularización dominial de la vivienda, que en sectores de bajos recursos no siempre se cumple. Luego se necesita una instalación domiciliaria con equipos que cumplan las normas de seguridad (Normas NAG 200). Esto requiere ciertas condiciones de seguridad que implican modificaciones en los lugares con acceso al gas, como la ventilación en las cocinas o la colocación de rendijas. Usualmente, el costo de una cocina y un calefón ronda 15 mil pesos y una instalación interna realizada por un gasista matriculado, puede costar entre 15 y 25 mil pesos. Es decir, el usuario debería de disponer, además de una situación dominial regular de la vivienda y adecuación de la construcción, de unos 40 a 50 mil pesos para lograr la conexión a la red de gas, o sea alrededor de 2 mil USD. En general es difícil conseguir financiación para este tipo de mejora, lo cual constituye una

importante barrera para la conexión a red. En una vivienda, esta inversión se amortiza en 4 o 5 años. A ello, se sumarían los costos del gas consumido en los hogares.

La evidencia empírica indica que la existencia de las redes no es condición suficiente para que los usuarios accedan al servicio. Formosa resulta un ejemplo paradigmático de que la proximidad a las redes de gas no basta para que se concrete la conexión. Desde 1999, la ciudad cuenta con una red de gas de 38.000 m que podría abastecer a aproximadamente 2.500 hogares. A 2018, menos de 100 usuarios se han conectado a la red. De manera similar, en Paso de los Libres, una red de 11.000 m, a casi dos años de su tendido, cuenta con menos de 10 usuarios.

Las garrafas sociales constituyen también una opción económicamente atractiva, para poblaciones sin acceso al gas de red, como los ilustra el Gráfico 31. No obstante, no siempre resultan accesibles para algunos sectores de la población, que aún usa la leña o el carbón. Asimismo, la provisión de gas subsidiado solo es suficiente para cubrir necesidades mínimas, que no exceden la cocción, y algo de agua caliente sanitaria.

La leña resulta de los combustibles más caros, junto al carbón y el kerosene (Gráfico 32). En parte por esta razón, en general los usuarios recogen la leña en los alrededores. Esto les demanda esfuerzos físicos, tiempo y deforestar su entorno.

CONSUMO DIARIO DE COCCIÓN ~ 3,2 KWH/DÍA

Costo de Cocción en \$ Ar

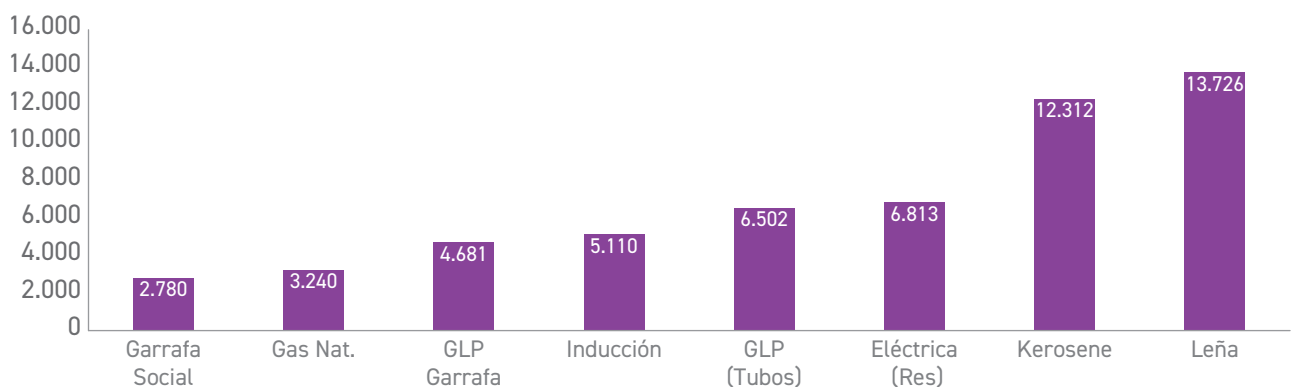


Gráfico 31. Costo de los combustibles usados para cocinar en Argentina en mayo de 2019. Los combustibles más caros son los que usan los sectores de menores recursos, de ahí la importancia de la garrafa social. Los usuarios de leña en general la recogen ellos mismos, aunque ocasionalmente compran leña o carbón.

Los sistemas de cocción a leña, tradicionalmente utilizados por las poblaciones más vulnerables, son los más ineficientes. Esto demanda el uso de mayores cantidades de combustible, lo que supone un mayor gasto o esfuerzo de recolección. Además de lo que conlleva obtener la leña, su uso afecta negativamente la salud, por inhalación de humos y partículas, producto de la combustión, que genera serios problemas respiratorios en especial en niños, mujeres y adultos mayores, que están más tiempo y más expuestos, en la casa. Asimismo, son frecuentes los accidentes de inhalación de monóxido de carbono, quemaduras e incendios.

Para sustituir la utilización de la leña como combustible para cocción y limitar el consumo de energía fósil, sería conveniente promover el aprovechamiento de la energía renovable distribuida y uso eficiente de la energía, combinada con electricidad de red y/o gas licuado. El uso de cocinas solares puede ser en muchos casos un excelente sustituto de las cocinas a leña. Aún más, si a su vez se asociasen medidas de eficiencia para la cocción, como el uso de ollas térmicas u ollas brujas, [20] que permiten cocinar los alimentos sin usar energía. Estas consisten en recipientes aislados térmicamente, cajas de EPS o Telgopor, donde se colocan las ollas con los alimentos hervidos y mantienen la temperatura por varias horas. Así, la cocción puede proseguir por varias horas sin consumo de energía. En varios países, su uso está muy difundido. [20] De este modo, el consumo residencial tendería a dismi-

nuir significativamente y se reduciría los importes gastos en las facturas.

En el Norte y Noreste de Argentina, por su clima hace que tengan relativamente poca necesidad de calefacción, siendo el mayor consumo de energía, el asociado al calentamiento de agua sanitaria. Este es en general cuatro veces mayor que el usado en cocción, por ende el aprovechamiento de la energía solar térmica para calentar agua sanitaria podría ser muy significativo, especialmente en barrios urbanos y áreas rurales de bajas densidades, donde el apantallamiento solar es mínimo.

Los sistemas híbridos solar- GLP o solar-electricidad para el calentamiento de agua pueden resultar apropiados para estas poblaciones de baja densidad poblacional y abundante recurso solar – resultando quizás más ventajosos que la conexión a una red de gas. Un análisis reciente de los servicios energéticos para varias localidades del Noreste -cuyo aprovisionamiento está contemplado en el proyecto del gasoducto GNEA- muestra sus ventajas: a) mucho menor inversión requerida en la instalación b) menores consumos de gas y c) menores emisiones de gases efecto invernadero (Gráfico 32). Sin embargo, para poder aprovechar al máximo las ventajas de esta tecnología, debe evitarse la colocación de termotanques convencionales como equipos de apoyo, ya que tienen altos consumos pasivos. [21] (Gráfico 33)

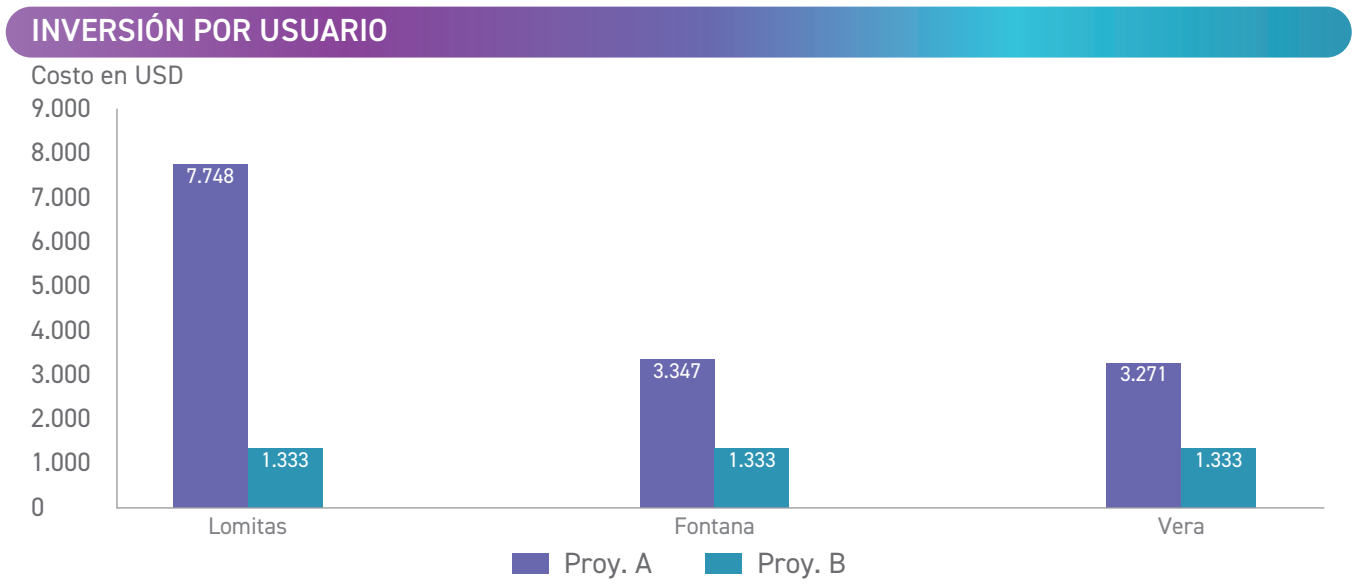


Gráfico 32. Comparación de las inversiones por usuario, en USD, en dos proyectos de servicio de ACS, para las localidades de Las Lomitas (12.399 habitantes, Formosa); Fontana (32.000 habitantes, Chaco) y Vera (20.000 habitantes, Santa Fe): A. gas natural por red y equipos de ACS convencionales B. sistemas eficientes de calentamiento de agua híbridos solar-GLP. [17]

CALENTAMIENTO DE AGUA V=185 L/DÍA

Consumo de GN [m³/día]

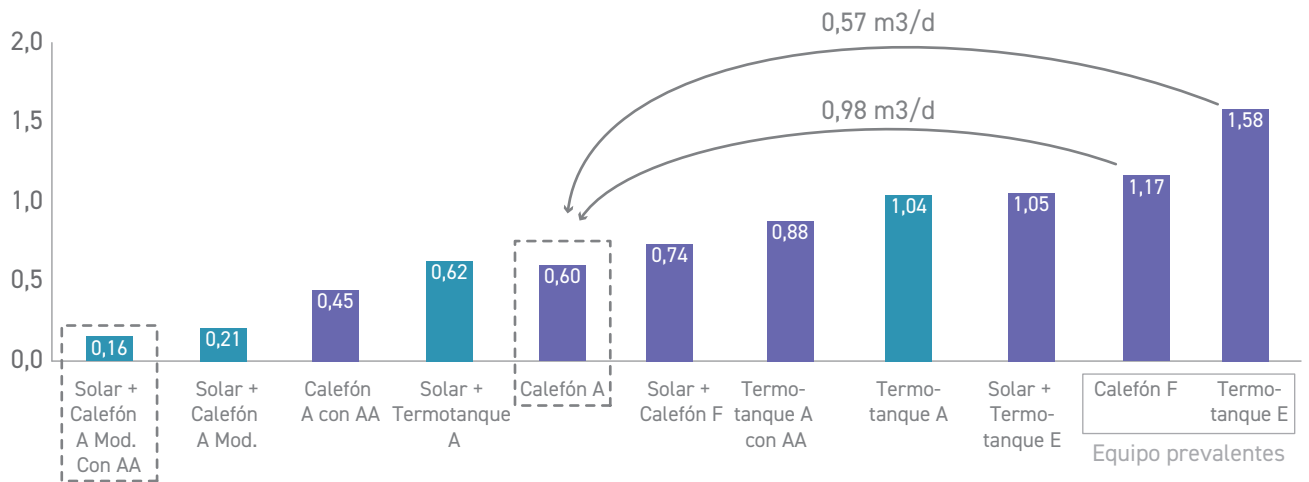


Gráfico 33. Comparación de consumos de gas natural (GN) para el calentamiento de agua sanitaria con el uso de distintas tecnologías. La variación del consumo diario en ACS entre los distintos sistemas híbridos (barras de color celeste) o artefactos convencionales (barras de color violeta) es muy notable. Los ahorros que un sistema solar híbrido puede aportar son muy significativos si se utiliza como respaldo un calefón modulante sin piloto, clase A. Asimismo, un calefón clase A, consume menos que un sistema híbrido con termotanque de respaldo. Los equipos prevalentes son los que se encuentran, por lo general, en la mayoría de las viviendas. [21]

Cámara Argentina de la construcción

FUTURO DEL GAS NATURAL EN ARGENTINA

el nuevo paradigma energético Nacional e Internacional

autor Salvador Gil
Luciano Codeseira
Roberto Prieto

diseño Hey, Baires!