



**INFORME**

# Alternativas al fracking

**EJES** Enlace por la  
Justicia Energética  
y Socioambiental

 observatorio  
petrolero **sur**  
soberanía • energía  
justicia ambiental

**TALLER  
Ecologista**   
Uruguay/República

**Pablo Bertinat  
Jorge Chemes**

**Enlace por la Justicia Energética y Socioambiental (EJES)** es una articulación de organizaciones involucradas en el debate energético y socioambiental de la Argentina.

Enfocados sobre los ángulos económico financieros y de justicia socioambiental para exponer las implicancias ocultas de la obstinación hidrocarburífera.

Con el horizonte de una transición hacia fuentes de energías renovables y sustentables, y desde una mirada interdisciplinaria, federal y atenta a los múltiples niveles, pretendemos abordar fundamentalmente el megaproyecto Vaca Muerta teniendo en cuenta las políticas y territorios implicados en el largo plazo.

Más información en [ejes.org.ar](http://ejes.org.ar)

**Autores: Pablo Bertinat, Jorge Chemes**

**Edición: Fernando Cabrera, Diego di Risio, Flavia Medici**

**Corrección: Nancy Viviana Piñeiro**

**Fotografías: Colectivo Vaca Bonsai, Martín Alvarez Mullaly, Marion Esnault**

**Diseño y diagramación: dosRíos [diseño & comunicación]**

1. Soberanía energética, 2. Sector hidrocarburífero

3. Energía, 4. Argentina.

Noviembre de 2017. Rosario y Buenos Aires, Argentina.

#### **Copyleft**

Taller Ecologista Rosario y Observatorio Petrolero Sur en EJES (Enlace por la Justicia Energética y Socioambiental), Argentina.

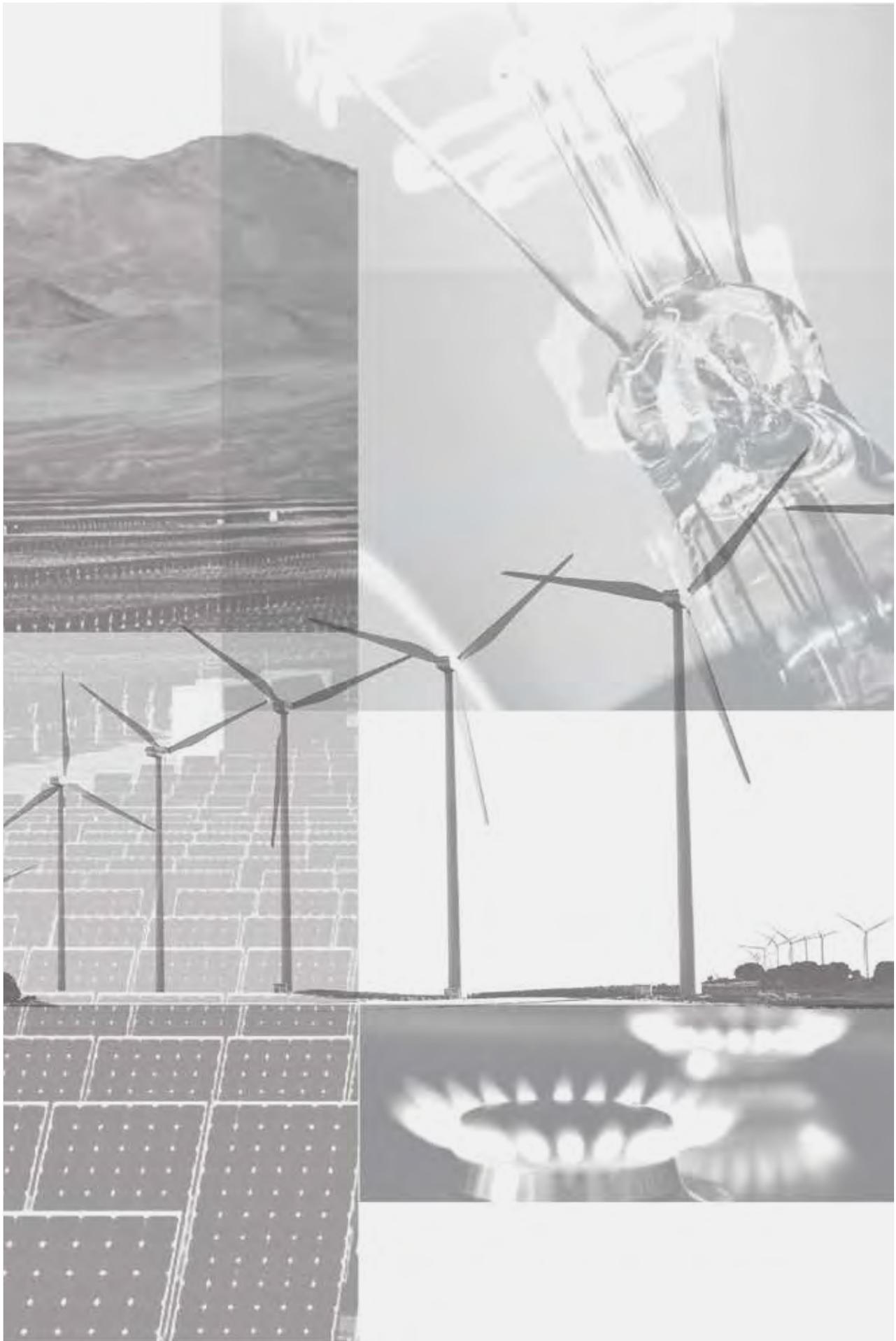
#### **¡Copie esta obra! Copyleft se lo permite**

Esta edición se realiza bajo la licencia de uso creativo compartido. Está permitida la copia, distribución, exhibición y utilización de la obra bajo las siguientes condiciones:  
Atribución: Reconocer a los autores como fuente. No comercial: Sólo se permite la utilización de esta obra con fines no comerciales.



# Índice

|  |           |
|--|-----------|
| <b>Introducción</b>  | <b>5</b>  |
| <b>1 Hidrocarburos</b>   | <b>6</b>  |
| 1.1. Producción de petróleo y gas  | 6         |
| 1.2. Estímulos económicos a la producción de hidrocarburos                 | 7         |
| <b>2 Matriz energética</b>   | <b>8</b>  |
| 2.1. Generación de electricidad  | 8         |
| 2.2. Gas para la generación de electricidad                                | 9         |
| 2.3. Gasto económico de gas para la producción de electricidad             | 10        |
| 2.4. Escenarios tendenciales oficiales                                     | 10        |
| <b>3 Alternativas</b>  | <b>12</b> |
| 3.1. Sobre la incorporación de energía eléctrica renovable                 | 12        |
| 3.2. Alternativa al gas no convencional para la generación de electricidad | 13        |
| a) Generación de energía eólica  | 13        |
| b) Generación de energía solar fotovoltaica                                | 14        |
| c) Otro posible escenario de matriz energética                             | 14        |
| <b>4 Alternativa al gas no convencional mediante eficiencia energética</b> | <b>18</b> |
| a) Consumo base: demanda pasiva  | 19        |
| b) Consumo base: agua caliente sanitaria                                   | 19        |
| c) Consumo pico: calefacción   | 20        |
| <b>5 Conclusiones</b>  | <b>22</b> |
| <b>Bibliografía</b>  | <b>24</b> |



# Introducción

Argentina atraviesa una situación preocupante: más del 90 % de las fuentes primarias de energía que utiliza la componen gas y petróleo, es decir, se trata de una de las matrices energéticas más fósiles de América Latina.

La situación se vincula con el pasado reciente y tiene implicancias mundiales. Por un lado, la exportación desmedida en la década de 1990, sumada a la falta de exploración y a la nula diversificación de la matriz energética en un contexto de creciente demanda de hidrocarburos, han ocasionado la pérdida de autoabastecimiento. Desde 2011 es necesario importar energéticos, con la consecuente pérdida de soberanía y recursos económicos. Por otro lado, al crecer el consumo de energía y ser fundamentalmente fósil, nuestro país en lugar de disminuir sus emisiones de gases de efecto invernadero, las incrementa año a año.

Ante este escenario, el descubrimiento y la incipiente explotación de recursos hidrocarbúricos no convencionales –con Vaca Muerta a la cabeza– se presenta para los decisores de políticas como una alternativa para alcanzar el autoabastecimiento sin modificar significativamente las características estructurales que antes mencionamos. También se pretende ir más allá: para algunos esa estrategia incluso permitiría convertir al país en una futura potencia exportadora.

Frente a estas estrategias, reconocemos la necesidad de establecer límites al incremento en el consumo total de gas y petróleo, sobre todo bajo el paradigma no convencional. Entendemos que esta es no solo la única alternativa para superar el desafío que representa el proceso de cambio climático global, sino, además, una que fundamentalmente evita la depredación de los territorios. Por eso enfatizamos que el fracking no es la alternativa, que hay otros senderos posibles para emprender la transición.

En estas líneas que siguen pretendemos describir la utilización de hidrocarburos en nuestro país, en particular, el rol de los no convencionales, para luego presentar algunas opciones entre las muchas disponibles. En este camino las medidas que aquí se proponen se encuentran asociadas a la posible transformación de los escenarios energéticos futuros

Informes como este deberían ser un ejercicio constante y sostenido de los ámbitos públicos. Sus resultados podrían ser un elemento central de discusión social sobre los caminos a elegir. Nuestra perspectiva apunta a la necesidad de abandonar los combustibles fósiles y, para ello, dejar los no convencionales en la tierra es un primer paso. Con el presente trabajo pretendemos demostrar que, además de deseable, es posible.

Diciembre 2017, Argentina  
Enlace por la Justicia Energética y Socioambiental  
Taller Ecologista - Observatorio Petrolero Sur

# 1. El rol central de los hidrocarburos

## 1.1. Extracción e importación de petróleo y gas en la Argentina de los últimos años

La producción de gas y petróleo muestra una trayectoria creciente de extracción hasta la última década, cuando comienzan a vislumbrarse algunos inconvenientes. Se observa una disminución en las cantidades extraídas de hidrocarburos convencionales y un aumento en las de no convencionales. Este cambio es producto de la utilización del paquete tecnológico de fractura hidráulica.

En la siguiente tabla se muestra la producción de petróleo y gas convencional y no convencional en millones de metros cúbicos por año.

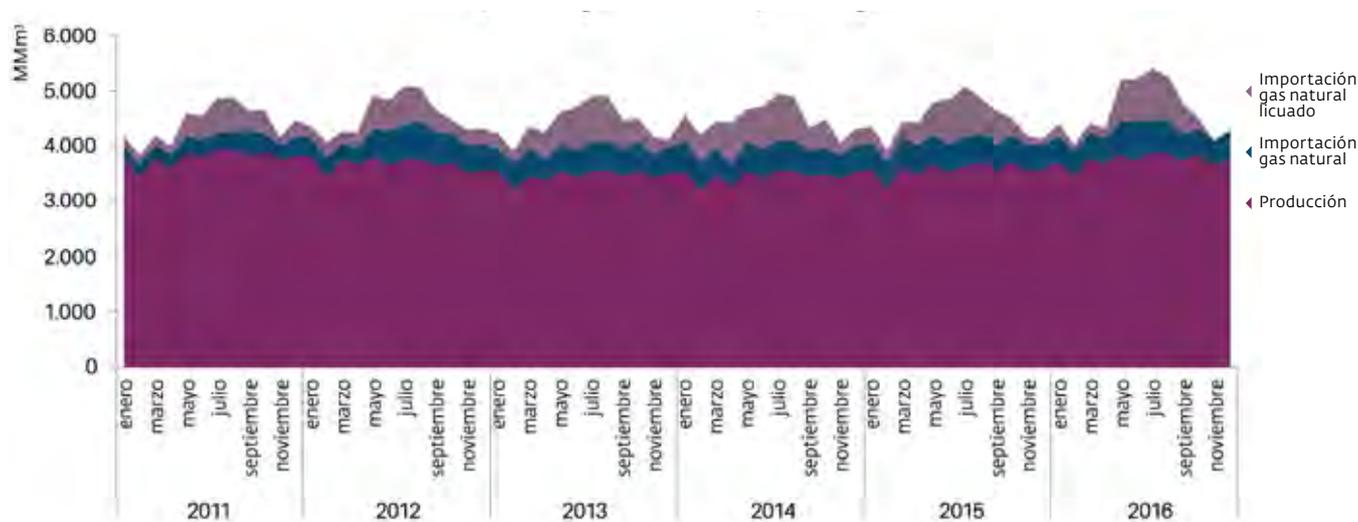
Cuadro N.º 1. Producción de petróleo y gas convencional y no convencional

|      | Petróleo convencional | Petróleo no convencional | Petróleo total | Gas convencional | Gas no convencional | Gas total |
|------|-----------------------|--------------------------|----------------|------------------|---------------------|-----------|
| 2008 | 37.575                | 18                       | 37.593         | 50.032           | 456                 | 50488     |
| 2009 | 35.015                | 17                       | 35.032         | 48.015           | 404                 | 48419     |
| 2010 | 34.172                | 27                       | 34.199         | 46.616           | 491                 | 47107     |
| 2011 | 32.028                | 88                       | 32.116         | 44.821           | 706                 | 45527     |
| 2012 | 31.771                | 197                      | 31.968         | 42.983           | 1.140               | 44.123    |
| 2013 | 30.872                | 461                      | 31.333         | 39.797           | 1.911               | 41.708    |
| 2014 | 29.816                | 1.064                    | 30.880         | 37.330           | 4.154               | 41.484    |
| 2015 | 29.399                | 1.499                    | 30.898         | 36.311           | 6.595               | 42.906    |
| 2016 | 27.693                | 2.015                    | 29.708         | 35.387           | 9.601               | 44.988    |

FUENTE: López Crespo, García Zanotti & Kofman, 2016

Desde mediados de la década pasada, Argentina cubre la demanda local de gas con importaciones provenientes en un comienzo de Bolivia y, más recientemente, de Chile mediante gasoductos (aunque este último con origen de GNL), y con gas natural licuado (GNL) que ingresa por los puertos de Bahía Blanca y Escobar (Ministerio de Energía y Minería, 2016). Al mismo tiempo, se buscó reducir la dependencia externa mediante la producción de gas no convencional, que alcanzó en el 2016 un 21,3 % del total de gas producido.

Gráfico N.º 1. Evolución mensual de las importaciones de gas natural y GNL entre 2011 y 2016



Fuente: elaboración propia en base a Ministerio de Energía y Minería.

## 1.2. Estímulos económicos a la producción de hidrocarburos

-7-

La producción y comercialización de hidrocarburos en Argentina se lleva adelante gracias a un complejo entramado de estímulos de diferente tipo, financiados con dineros públicos. Teniendo en cuenta los diversos tipos de transferencias, vemos que los principales beneficiarios son las empresas del sector. Según da cuenta el informe “Transferencias al sector hidrocarburiífero en Argentina” (López Crespo et al., 2016), las transferencias asociadas al gas en el año 2016 acumularon un total de USD 4.041 millones, lo que representa un 68,8 % del total de los estímulos entre petróleo y gas (López Crespo et al., 2016).

Cuadro N.º 2. Estímulos por año y tipo de hidrocarburo (2008-2016) en millones de dólares

|      | Petróleo | Gas   |
|------|----------|-------|
| 2008 | 203      | 0     |
| 2009 | 643      | 33    |
| 2010 | 910      | 110   |
| 2011 | 1.102    | 231   |
| 2012 | 633      | 321   |
| 2013 | 1.138    | 1.897 |
| 2014 | 1.229    | 2.155 |
| 2015 | 4.005    | 2.642 |
| 2016 | 1.882    | 4.041 |

Fuente: López Crespo, García Zanotti & Kofman, 2016

## 2. Matriz energética y sector eléctrico

Según los datos presentados en el Balance Energético Nacional 2015, el uso del gas en los diferentes sectores, incluyendo entre estos el utilizado para la generación de electricidad, se distribuye del siguiente modo.

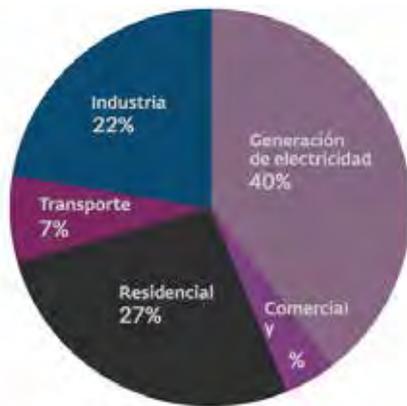


Gráfico N.º 2. Uso de gas por sectores, incluyendo generación de electricidad.

Fuente: EJES, con datos del Balance Energético Nacional 2015 (Ministerio de Energía y Minería, 2015).

Un 40 % del gas utilizado en el país se destina a la generación de electricidad. Este es su principal uso, y existen posibilidades para reducirlo. Para poder analizar este aspecto, repasamos la situación del sector eléctrico.

### 2.1. Fuentes en la generación de electricidad

-8-

Según el Informe Anual 2016 de CAMMESA (2016)<sup>1</sup>, ese año la demanda total de energía eléctrica trepó a 136.600 GWh, de los cuales un 66,1 % fue cubierto por generación térmica (ver gráfico Nro 3). A su vez, si analizamos la generación térmica según el combustible utilizado, podemos observar el fuerte peso del gas natural, como expone el gráfico Nro 4.

Gráfico N.º 3. Generación de energía eléctrica por tipo de fuente

Fuente: CAMMESA, 2016

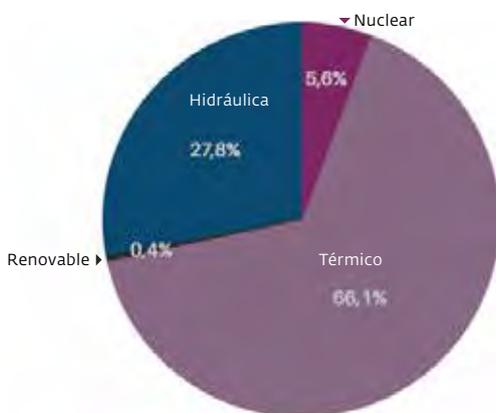
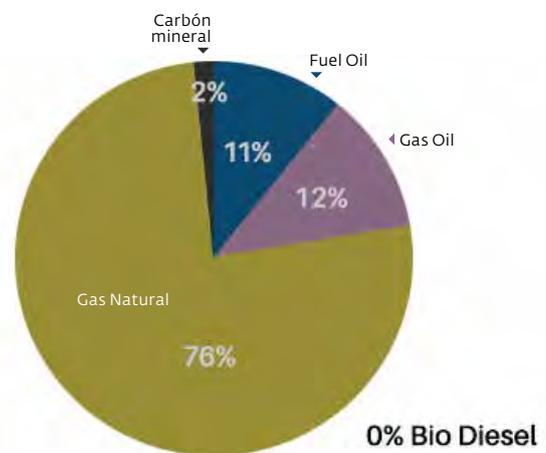


Gráfico N.º 4. Componentes de la generación de energía eléctrica de origen térmico

Fuente: EJES, con datos de CAMMESA, 2016.



## 2.2. Gas para la generación de electricidad

El informe de CAMMESA (2016) da cuenta de que para generación de electricidad se utilizaron 15.588.562 dam<sup>3</sup> (15.588,5 MMm<sup>3</sup>).

La energía eléctrica de *origen térmico* fue de 90.154 GWh, de los cuales 68.574 GWh provienen del gas, lo que indica que el este representa el 76 % de las fuentes térmicas para producción de electricidad. De esta manera, se deduce que del total de generación de energía eléctrica argentina, el 49,7 % provino de la utilización de gas.

El siguiente cuadro resume la información anterior.

### Cuadro N.º 3. Resumen

|   |          |                  |
|---|----------|------------------|
| Energía eléctrica total generada 2016 ( $EE_{Total}$ )          | 138.070  | GWh              |
| Energía eléctrica de origen térmico 2016 ( $EE_{Term}$ )        | 90.154   | GWh              |
| Energía eléctrica a partir de gas 2016 ( $EE_{Gas}$ )           | 68.574   | GWh              |
| Gas utilizado para producción de energía eléctrica ( $G_{EE}$ ) | 15.588,5 | MMm <sup>3</sup> |
| Producción de gas no convencional 2016 ( $Gas_{NC}$ )           | 9.601    | MMm <sup>3</sup> |
| % $EE_{Gas} / EE_{Term}$  | 76,1 %   |                  |
| % $EE_{Gas} / EE_{Total}$                                       | 49,7 %   |                  |
| % $Gas_{NC} / Gas_{EE}$   | 61,6     |                  |

Fuente: Elaboración propia

La producción total de gas no convencional del año 2016 representa un 61,6 % del total del gas utilizado para la producción de energía eléctrica. Suponiendo que el total del gas no convencional hubiera utilizado para la generación de energía eléctrica, el mismo produciría 42.234,9 GWh, lo que equivale a un 30,5 % del total de la generación de energía eléctrica. En otras palabras, reducir ese consumo de energía eléctrica o reemplazarlo por electricidad proveniente de fuentes renovables podría evitar que sea necesario el gas no convencional.

## 2.3. Gasto económico de gas para la producción de electricidad

El precio equivalente del gas para la producción de energía (CAMMESA, 2016), según “precio PLUS” y “precio Sendero<sup>2</sup>” fue de 2.915 ARS/dam<sup>3</sup> (pesos por decámetro cúbico) y 2.466 ARS/dam<sup>3</sup> respectivamente o 5,27 USD/MBTU y 4,45 USD/MBTU.

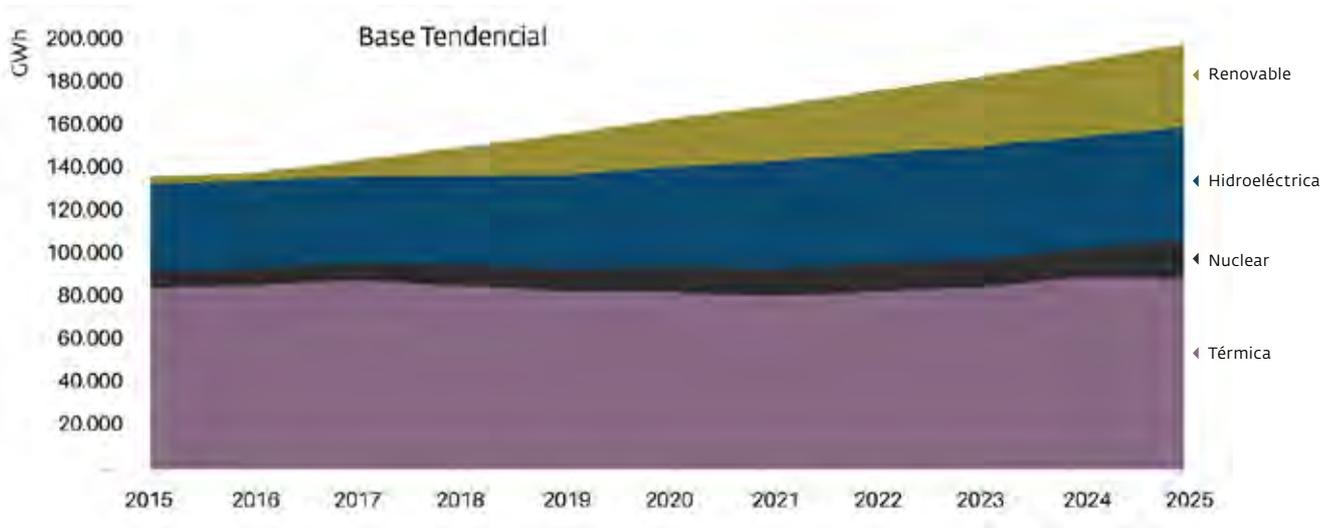
Si se contempla únicamente el precio Sendero (ya que no es posible saber cuánto se pagó por cada segmento), se obtiene un gasto de USD 2.494,16 millones. De allí se puede inferir que el *precio del combustible (gas)* para la generación de energía eléctrica en 2016 fue aproximadamente 36,37 USD/MWh.

## 2.4. Escenarios tendenciales oficiales

En este marco, y para poder analizar las posibilidades de suplir el gas no convencional con otras alternativas, se hace necesario trabajar sobre posibles escenarios futuros de demanda.

El Ministerio de Energía y Minería de la Nación Argentina plantea en sus escenarios energéticos a 2025 la siguiente oferta de generación eléctrica para dos escenarios posibles (Ministerio de Energía y Minería, 2016): uno de ellos, el tendencial, es el que se conoce generalmente como “business as usual” (BAU), el otro contempla medidas de eficiencia energética y, por lo tanto, de menor consumo de energía.

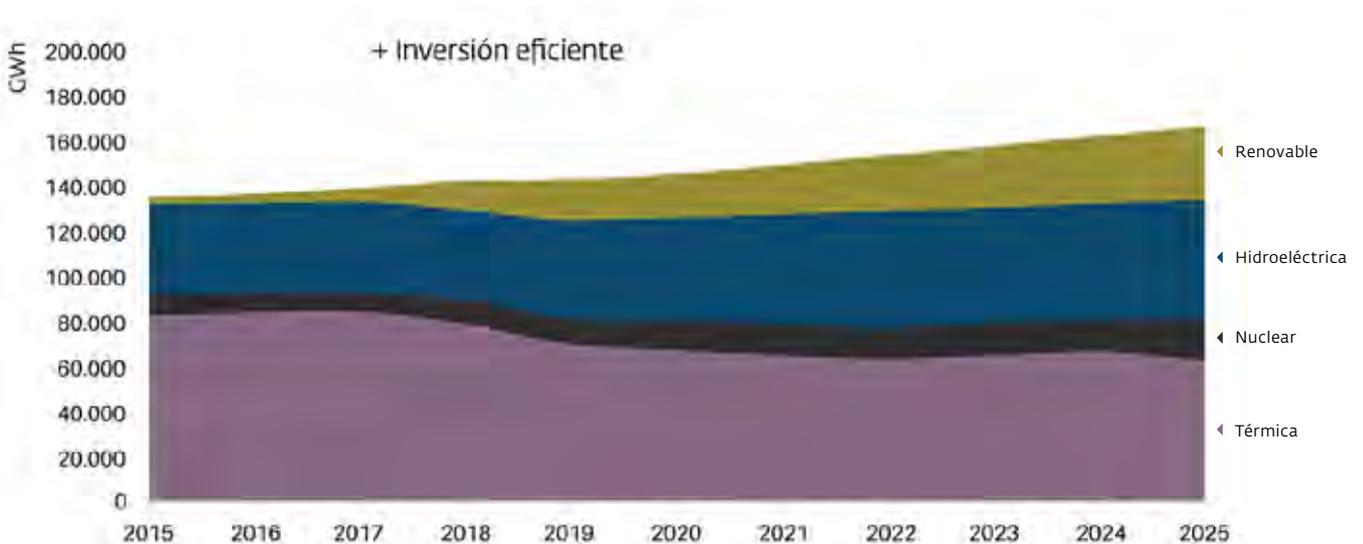
Gráfico N.º 5. Generación de energía eléctrica según escenario BAU 2025



Fuente: Ministerio de Energía y Minería, 2016

-10-

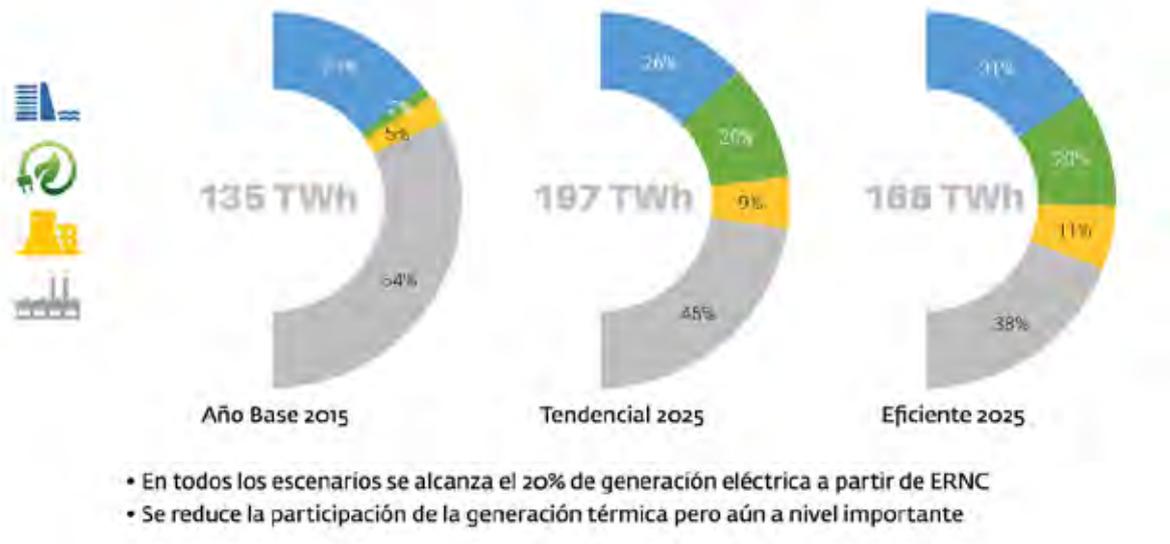
Gráfico N.º 6. Generación de energía eléctrica según escenario eficiente 2025



Fuente: Ministerio de Energía y Minería, 2016

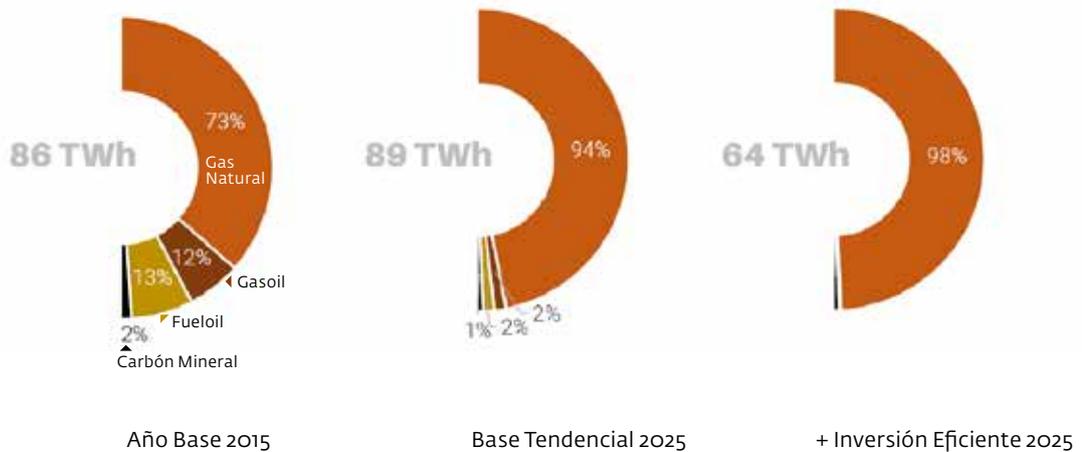
La diferencia principal entre ambos reside en un menor uso de fuentes térmicas en el escenario futuro identificado como “inversión eficiente”. En este sentido, las proyecciones del Ministerio de Energía prevén que la energía eléctrica necesaria y los combustibles necesarios para cada escenario deberían alcanzar los valores indicados en las siguientes gráficas.

Gráfico N.º 7. Generación de energía eléctrica



Fuente: Ministerio de Energía y Minería, 2016

Gráfico N.º 8. Generación a partir de gas natural y líquido en centrales eléctricas



Fuente: Ministerio de Energía y Minería, 2016

De la información indicada se infiere que en el escenario hipotético eficiente se espera una menor cantidad de energía aportada a partir de recursos renovables no convencionales, ya que en ambos casos se plantea un 20 % de participación. Ese camino implicaría 39,4 TWh para el escenario BAU y 33,6 TWh para el escenario eficiente. Esta fracción se aplica con el fin de complementar el porcentaje establecido por la Ley 27.191 para dicho año. Sin embargo, se podría plantear sostener la generación renovable no convencional mayor del escenario tendencial, pero en el escenario de eficiencia.

## 3. Primera alternativa: fuentes renovables

### 3.1. Consideraciones sobre la incorporación de energía eléctrica renovable

En el transcurso del 2016 y 2017, y en el marco de los objetivos planteados por la Ley 27.191 (Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica<sup>3</sup>), el Gobierno nacional ha implementado las licitaciones Renovar 1.0 y 1.5 para adjudicar generación de origen renovable.

En las mismas se lograron ofertas con precios de energía para centrales eólicas y fotovoltaicas en el orden de 49 a 67,2 USD/MWh y 59 a 60 USD/MWh respectivamente. Estos precios se encuentran en el mismo orden que los alcanzados en los países de la región (Ministerio de Energía y Minería, 2016).

Cuadro N.º 4. Proyectos adjudicados: precios

| Tecnología        | Precio Mínimo ofertado USD/ MWh | Precio de corte USD/ MWh | Precio Medio adjudicado USD/ MWh |
|-------------------|---------------------------------|--------------------------|----------------------------------|
| Eólica            | 49,1                            | 66/67,2                  | 59,4                             |
| Solar             | 59                              | 60                       | 59,7                             |
| Biogas            | 118                             | 118                      | 118,0                            |
| Precio ponderado: |                                 |                          | 59,6                             |

Fuente: Ministerio de Energía y Minería, 2016

Cuadro N.º 5. Ronda 1.5.- Proyectos adjudicados: eólica

| Tecnología | Región       | ID     | Pcia.        | Nombre del proyecto          | Oferente                               | MW  | Precio adjudicado (USD/MWh) |
|------------|--------------|--------|--------------|------------------------------|--|-----|-----------------------------|
| Eólica     | Buenos Aires | EOL-29 | Buenos Aires | P.E. Miramar                 | Isolux Ingeniería S.A.                 | 98  | 56,4                        |
|            | Aires        | EOL-45 | Buenos Aires | P.E. Pampa                   | Sinohydro Corporation Limited          | 100 | 46,0                        |
|            |              | EOL-48 | Buenos Aires | P.E. Vientos de Necochea 1   | Centrales de la Costa Atlántica S.A.   | 38  | 55,5                        |
|            | Comahue      | EOL-19 | La Pampa     | P.E. La Banderita            | Facundo Frávega                        | 37  | 50,0                        |
|            |              | EOL-09 | Río Negro    | P.E. Pomona I                | Genneia S.A.                           | 100 | 54,9                        |
|            | Patagonia    | EOL-27 | Chubut       | P.E. Loma blanca 6           | Isolux Ingeniería S.A.                 | 100 | 53,5                        |
|            |              | EOL-20 | Santa Cruz   | P.E. Del Bicentenario        | Petroquímica Comod. Rivadavia S.A.     | 100 | 49,5                        |
|            | Resto        | EOL-37 | Córdoba      | P.E. Achiras                 | CP Renovables S.A.                     | 48  | 59,4                        |
|            | Eólica       | EOL-47 | La Rioja     | P.E. Arauco II (Etapa 3 y 4) | Parque Eólico Arauco S.A.P.E.M         | 95  | 56,7                        |
|            |              | EOL-32 | Mendoza      | P.E. El Sosneado             | Empresa Mendocina de Energía S.A.P.E.M | 50  | 55,0                        |

Fuente: Ministerio de Energía y Minería, 2016

Cuadro N.º 6. Ronda 1.5.- Proyectos adjudicados: solar

| Tecnología | Región | ID     | Pcia.     | Nombre del proyecto | Oferente                               | MW | Precio adjudicado (USD/MWh) |
|------------|--------|--------|-----------|---------------------|--|----|-----------------------------|
| Solar      | NOA    | SFV-18 | Catamarca | P.S. Fiambalá       | Energías Sustentables S.A.             | 11 | 53,7                        |
|            |        | SFV-21 | Catamarca | P.S. Saujil         | Energías Sustentables S.A.             | 23 | 51,9                        |
|            |        | SFV-20 | Catamarca | P.S. Tinogasta      | Alejandro Ivanissevich                 | 15 | 53,4                        |
|            | Resto  | SFV-15 | La Rioja  | P.S. Nonogasta      | Fides Group S.A.                       | 35 | 56,4                        |
|            | Solar  | SFV-12 | Salta     | P.S. Cafayate       | Isolux Ingeniería S.A.                 | 80 | 56,3                        |
|            |        | SFV-34 | Mendoza   | P.S. Anchoris       | Empresa Mendocina de Energía S.A.P.E.M | 21 | 48,0                        |
|            |        | SFV-06 | Mendoza   | P.S. Gral. Alvear   | Empresa Mendocina de Energía S.A.P.E.M | 18 | 55,0                        |
|            |        | SFV-04 | Mendoza   | P.S. La Paz         | Empresa Mendocina de Energía S.A.P.E.M | 14 | 55,0                        |
|            |        | SFV-01 | Mendoza   | P.S. Lavalle        | Empresa Mendocina de Energía S.A.P.E.M | 18 | 55,0                        |
|            |        | SFV-02 | Mendoza   | P.S. Luján de Cuyo  | Empresa Mendocina de Energía S.A.P.E.M | 22 | 55,0                        |
|            |        | SFV-05 | Mendoza   | P.S. PASIP          | Empresa Mendocina de Energía S.A.P.E.M | 1  | 52,0                        |

Fuente: Ministerio de Energía y Minería, 2016

### 3.2. Alternativa al gas no convencional para generación de electricidad

-13-

El siguiente ejercicio plantea la idea de suplantar el uso de gas para la generación de energía eléctrica. De esta manera, planteamos, a modo de hipótesis, que la producción de gas no convencional se utiliza en su totalidad para generar electricidad. De acuerdo a lo ya analizado, deberíamos entonces reemplazar los hipotéticos 42,2349 TWh. Los siguientes escenarios posibles se basan en esa meta:

#### a) Generación de energía eólica

Generar los 42,234 TWh a partir del recurso eólico, suponiendo un factor de capacidad de planta (FC)<sup>4</sup> de 40 %, implica que se requerirán 12,053 GW de potencia eólica instalada:

$$FC = \frac{E_i}{E_p} = \frac{42,234 \text{ TWh}}{P \times 8760 \text{ hs}} = 0,4 \rightarrow P = 12 \text{ GW}$$

Considerando una inversión de 1,7 USD millones/MW (valor promedio de algunos proyectos presentados en RenovAr), se necesitarían USD 20.490 millones. Tomando como inversión los USD 4.041 millones de estímulos al gas no convencional en el año 2016 (Lopez Crespo, Garcia Zanotti, & Kofman, 2016), se podrían obtener unos 2,3 GW de potencia eólica que, con un FC de 40 %, equivaldrían a 8,06 GWh de energía. Este reemplazo supone un ahorro de emisiones de aproximadamente 1,6 MM tCO<sub>2</sub> por año.

En suma, se observa la compatibilidad entre los niveles de transferencias realizados a los sectores hidrocarburíferos y los necesarios para el desarrollo de fuentes alternativas. En este sentido, es posible idear procesos de reducción de transferencias con fines específicos de generación, donde mediante el estímulo a las alternativas se impulse un proceso de transición.

## **b) Generación de energía solar fotovoltaica**

Si se considera la generación de energía eléctrica por unidad de potencia instalada en Jujuy, sitio donde se está ejecutando un parque fotovoltaico de 300 MW licitado mediante RenovAr 1.0, con un factor de generación de aproximadamente 2.370 kWh/kWp, y como en el apartado anterior se pretendiera generar 42,234 TWh, se requeriría de una potencia de 17.820 MWp.

Considerando una inversión del orden de 1,1 USD millones/MW, la inversión total rondaría los USD 19.602 millones. Teniendo en cuenta los USD 4.041 millones de estímulo gasífero como inversión, en un año se podría lograr unos 3,63 GW de potencia solar. Con el mismo índice utilizado anteriormente, se podrían obtener así 8,61 GWh. Este reemplazo equivaldría a un ahorro de emisiones de aproximadamente 1,6 MM tCO<sub>2</sub> por año.

Nuevamente podemos observar cómo podrían ser utilizados los fondos destinados desde el Estado al sector de extracción de gas para desarrollar fuentes alternativas de energía. En este sentido se abre también la posibilidad de concebir transiciones compatibles con el desarrollo de recursos e insumos nacionales.

Por último, es importante decir que los dos casos analizados pertenecen a los escenarios energéticos previstos por el Ministerio de Energía. Ambas alternativas implicarían alcanzar una penetración de energías renovables del orden del 40 %. Para ello sería necesario desarrollar una infraestructura mayor de transmisión de energía y cambios en los sistemas de gestión del despacho de energía. Es importante señalar que en el mundo existen muchas experiencias de este tipo.

Es necesario también aclarar que los dos ejemplos (penetración solar y eólica) son perfectamente compatibles entre sí y lo ideal es pensar en una combinación de las diferentes fuentes.

## **c) Otro posible escenario de matriz energética**

También podrían plantearse escenarios distintos a los propuestos por el Ministerio de Energía y Minería en cuanto a la penetración de renovables en la matriz eléctrica.

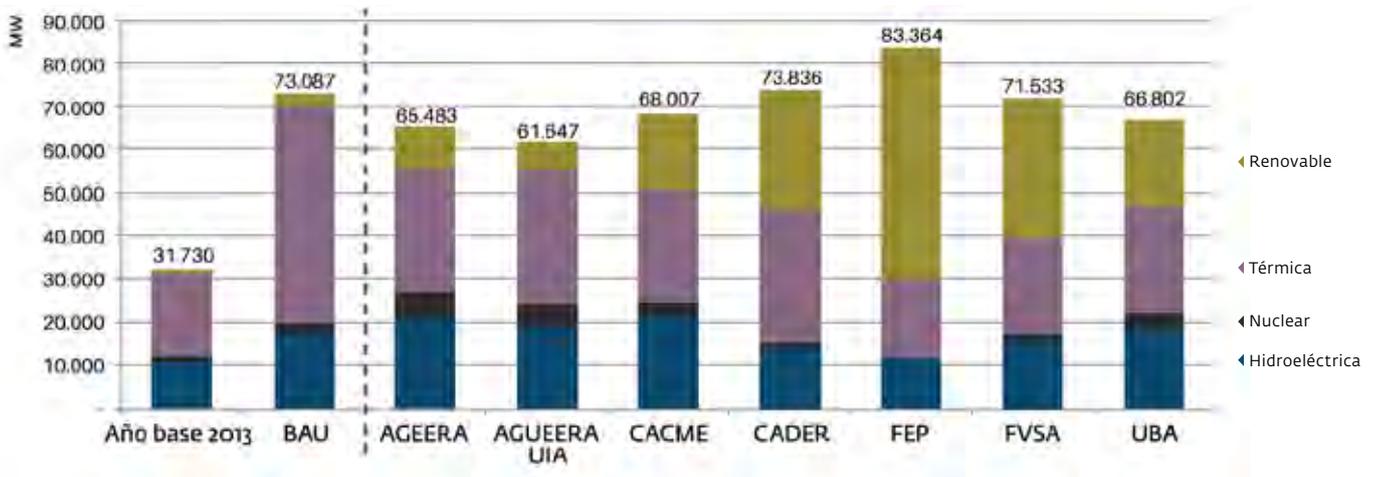
Un ejercicio muy interesante en este sentido es el desarrollado por la “Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2035” (Plataforma de Escenarios Energéticos, 2015), trabajo en el cual los siguientes escenaristas aportaron diferentes propuestas:

- Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA)
- Asociación Grandes Usuarios de la Energía Eléctrica de la República Argentina (AGUEERA) en alianza con la Unión Industrial Argentina (UIA)
- Comité Argentino del Consejo Mundial de Energía (CACME)
- Cámara Argentina de Energías Renovables (CADER)
- Foro de Ecología Política (FEP)
- Fundación Vida Silvestre Argentina (FVSA)
- Grupo Energía y Ambiente (GEA) de la Universidad de Buenos Aires (UBA)

Las propuestas de ese trabajo han sido consensuadas y aceptadas entre los diversos actores y validadas técnicamente. Cada una de ellas también realiza una propuesta sobre las necesidades de la red de transmisión eléctrica para que el escenario planteado sea factible técnicamente.

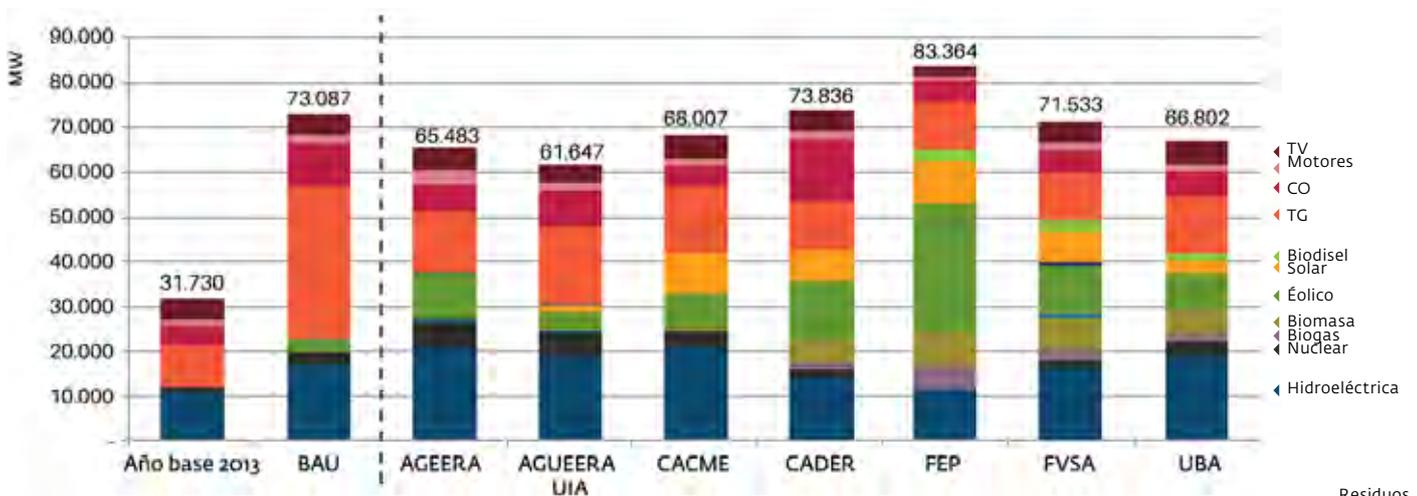
Parte de los resultados muestran los escenarios futuros viables que podemos ver en los siguientes gráficos: la potencia instalada necesaria por sector, detalle por fuentes, la generación de energía y, por último, la producción e importación de gas para cada escenario.

Gráfico N.º 9. Potencia instalada (MW) al 2035



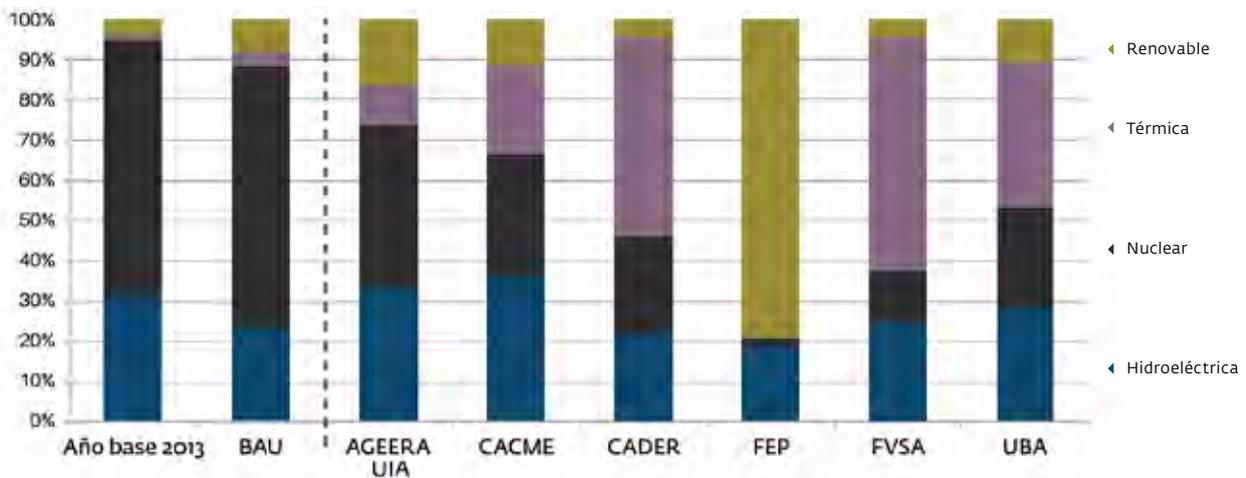
Fuente: Plataforma de Escenarios Energéticos, 2015

Gráfico N.º 10. Potencia instalada (MW) al 2035



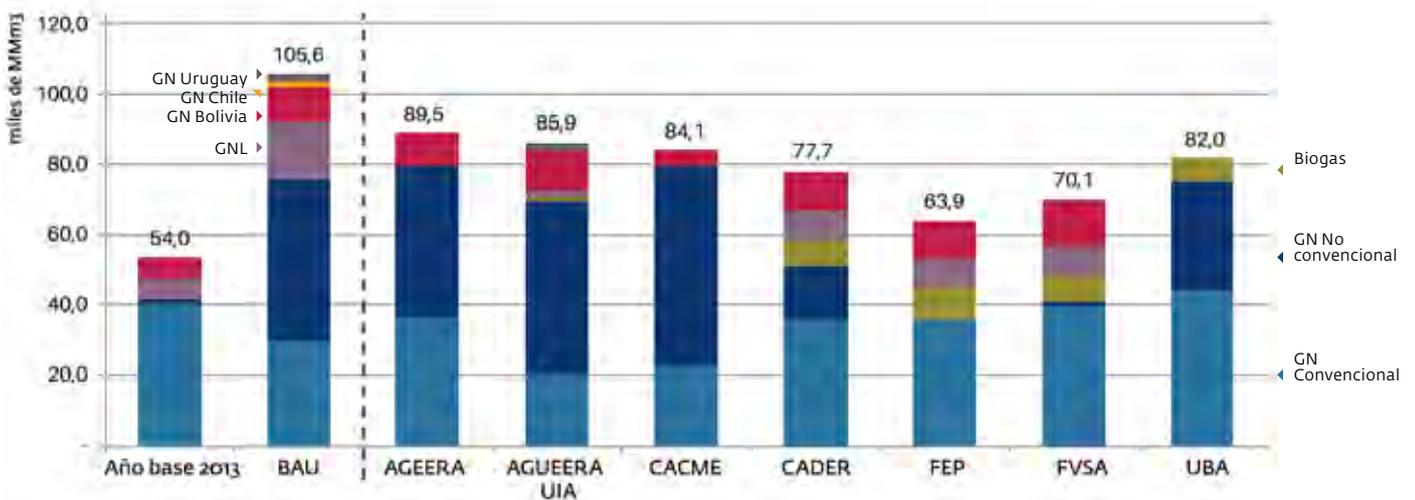
Fuente: Plataforma de Escenarios Energéticos, 2015

Gráfico N.º 11. Generación de energía eléctrica (%) al 2035



Fuente: Plataforma de Escenarios Energéticos, 2015

Gráfico N.º 12. Producción e importación de gas natural al 2035 (miles de MMM3)



Fuente: Plataforma de Escenarios Energéticos, 2015

Como se observa, los escenaristas que plantean para 2035 una mayor penetración de las energías renovables son CADER, FEP y FVSA. En energía, FEP plantea 80 % de la generación renovable; CADER, 48 % y FVSA, 55 %. En todos los casos, la mayor penetración es de energía eólica. En potencia instalada renovable, FEP plantea aproximadamente 63 % de la matriz, mientras que CADER y FVSA, el 38 y 40 % respectivamente.

Es importante destacar que a través del biogás se plantea reducir el uso de gas no convencional conservando la posibilidad de ser considerada una energía firme. También resaltamos que, entre los diferentes casos, se plantea el cierre de las centrales nucleares y el cese de la instalación de megarepresas. Y, en cuanto al uso del gas no convencional, los mismos escenaristas que plantean una mayor penetración de renovables proponen un crecimiento moderado y hasta nulo del uso de este recurso.

Por lo tanto, es posible afirmar que hay propuestas viables que cumplen con la hipótesis planteada inicialmente (desplazar el uso del gas no convencional por recursos renovables e ir

más allá del 20 % de energías renovables planteado por el Ministerio). Aun más, como establecen los actores antes mencionados, es factible una mayor penetración de renovables.

Reemplazar 5 TWh eléctricos (aproximadamente 10 % de la matriz planteada por el MinEyM) de quema de gas no convencional equivale a un ahorro de 1.100 MMm<sup>3</sup>. Este parámetro de escala puede dar cuenta del ahorro de cada escenario propuesto de mayor penetración de renovables.

Por último, si bien el trabajo aquí referenciado no brinda mayores detalles sobre las inversiones de cada escenario, es posible realizar un ejercicio similar al de los dos puntos anteriores. De esta forma, contemplando las inversiones referenciadas de los programas RenovAr, el escenario de FEP, con aproximadamente 27 GW eólicos y 12 GW fotovoltaicos, implicarían una inversión de 45.900 y 13.200 millones de dólares respectivamente. El caso planteado por CADER requeriría USD 20.000 millones para la potencia eólica y USD 8.800 millones para las instalaciones fotovoltaicas.

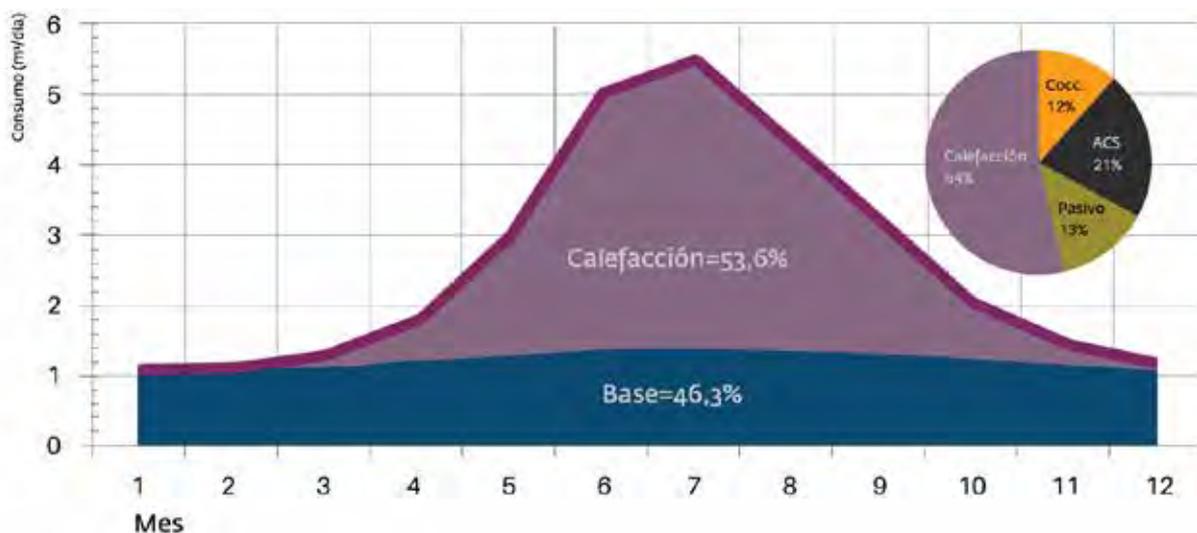
Si bien representan inversiones iniciales más cuantiosas que las necesarias para algunos desarrollos con fuentes convencionales, es importante notar que, debido a las características de las fuentes, el precio de la energía no resulta sustancialmente mayor. Esto se debe a que las alternativas mencionadas, si bien necesitan de una inversión inicial alta, al no tener costo de combustible se reduce más el precio de la energía al considerar escenarios futuros de más largo plazo.

## 4. Segunda alternativa: eficiencia energética en el sector residencial

Analizamos aquí, a modo de ejemplo, la eficiencia energética posible de alcanzar en el sector residencial, sobre todo en el área de calentamiento de agua sanitaria y, en menor escala, en los sistemas de calefacción. Como expusimos anteriormente, el sector residencial es el que más gas utiliza luego del destinado a la generación de electricidad.

Los resultados aquí expuestos derivan de los numerosos estudios realizados por el Dr. Salvador Gil (Gil, Giovagri & Codesiera, 2016 y Gil, Iannelli & Prieto, 2016). Los consumos de gas por usuario y por día se distribuyen de la siguiente manera:

Gráfico N.º 13: Consumo de gas por día durante un año



Fuente: Gil, 2016

Aproximadamente el 46 % del uso del gas es el denominado consumo base, que se compone por energía para cocción 12 %, para calentamiento de agua sanitaria (ACS) 21 % y 13 % en consumos pasivos; el resto de la demanda, 53,6 %, se debe a la calefacción de los hogares.

Esas son las posibles áreas a abordar en términos de eficiencia energética. En lo que respecta al consumo base, para el caso del ACS se proponen sistemas de calentamiento híbridos solares; en lo que respecta a los consumos pasivos, se hace especial énfasis en los pilotos de los sistemas de calentamiento y calefacción como así también en la eficiencia de los calefones y termotanques (su clase o su eficiencia).

En el caso de la calefacción, se analiza el sobreconsumo de la región sur de nuestro país y el impacto de la mejora de las aislaciones térmicas en la superficie envolvente de las construcciones.

## a) Consumo base: demanda pasiva a nivel nacional

Los pilotos de los artefactos de calefacción y calentamiento consumen aproximadamente 0,5 m<sup>3</sup> de gas por día (Gil, Giovagri & Codesiera, 2015). Según dichos autores, en Argentina la cantidad de usuarios de gas alcanza los 11 millones (7 millones de gas natural y 4 millones de gas envasado).

Se puede inferir que el consumo anual del país por la demanda de los pilotos es de 2.002 MM m<sup>3</sup> de gas por año. Esta cifra es equivalente al 20,85 % del gas no convencional producido en el año 2016. Ahorrar en el consumo de este tipo de artefactos impacta fuertemente en el consumo de gas y con ello en la necesidad de explotación de recursos no convencionales.

Por ejemplo, el reemplazo de calefones tradicionales a sistemas modulantes de clase A implica una inversión de unos USD 400 (Gil, 2016). Pensar una política pública que facilite el acceso a estas tecnologías podría reducir fuertemente la explotación de recursos no convencionales, como así también disminuir las emisiones de GEI a la atmósfera: ahorrar los 2.002 MM m<sup>3</sup> de gas por año equivale a no emitir 4,6 MM tCO<sub>2</sub> equivalentes.

## b) Consumo base: agua caliente sanitaria

En esta área son múltiples los aportes que se pueden realizar para generar ahorro de combustible: se podrían utilizar sistemas de calentamiento más eficientes, incorporar calentamiento mediante calefones solares (sistemas híbridos) y hasta economizadores de consumo de agua.

Por ejemplo, migrar de un sistema de calentamiento de agua del tipo termotanque clase E a un calefón modulante clase A con sistema de calentamiento solar genera un ahorro de combustible de casi el 90 % (Gil, Iannelli & Prieto, 2016).

Gráfico N.º 14. Ahorro de de gas natural según sistema de calentamiento de agua



Fuente: Gil, 2016

En cuanto a sistemas economizadores de agua, se pueden lograr ahorros de entre 30 y 60 % de agua y, con ello, ahorro en el calentamiento (Gil, 2016).

Gil, Giovagri & Codesiera (2015) proponen algunos escenarios hipotéticos entre los 11 millones de usuarios de gas:

- Todos los usuarios implementan sistemas de ahorro de agua de 35 %.
- El 25 % de los usuarios implementa sistemas híbridos solares de calentamiento de agua.
- El resto de los usuarios migra a sistemas eficientes clase A de calentamiento de agua.

Este escenario hipotético define un ahorro de 7,7 MM m<sup>3</sup> por día, unos 2810,5 MM m<sup>3</sup> por año, lo que representa un 29,27 % de la producción de gas no convencional del año 2016. Este ahorro equivaldría a no emitir de 6,5 MM tCO<sub>2</sub> equivalentes a la atmósfera.

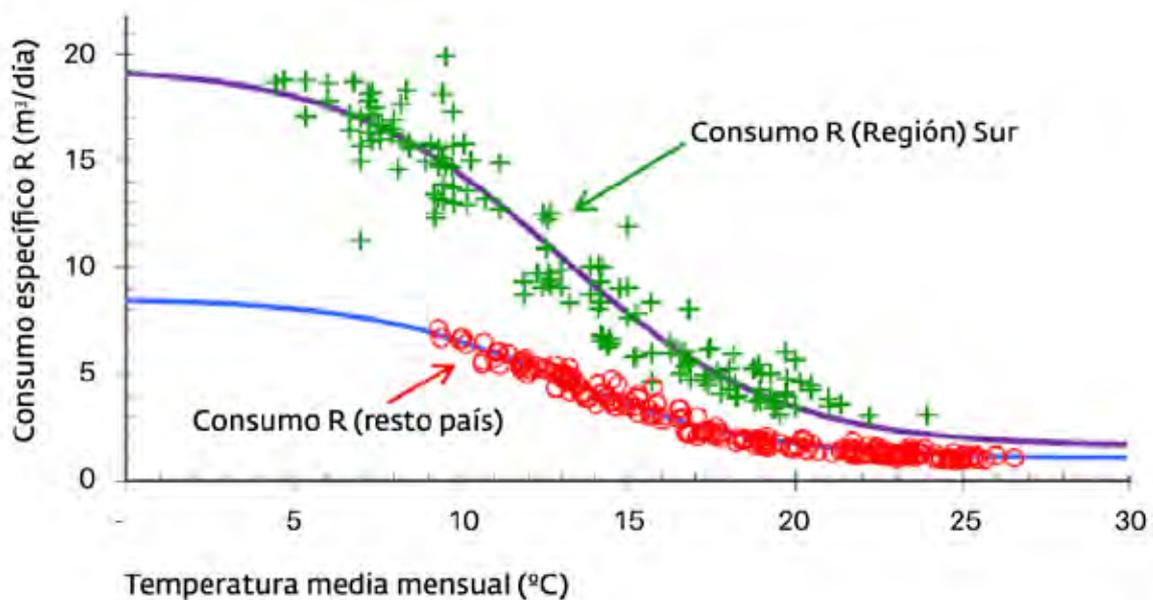
La inversión a realizar por usuario en esta hipótesis es de aproximadamente USD 400 para el cambio a un sistema de calentamiento clase A; USD 1.100 para un sistema híbrido solar y USD 25 para los economizadores de agua (Gil, 2016).

### c) Consumo pico: calefacción

Al comparar la Patagonia argentina con otras regiones similares, se constata que hay un sobreconsumo de gas. La principal causa es la mala calidad de las construcciones en relación con su eficiencia energética, la aislación térmica de la envolvente y la utilización de sistemas de calefacción de bajo rendimiento. Las siguientes gráficas expone el consumo de gas para calefacción en la región sur del país en relación con otras zonas de Argentina y, seguidamente, la comparación con otros lugares del mundo (Gil, Giovagri & Codesiera, 2015 y Gil, 2016).

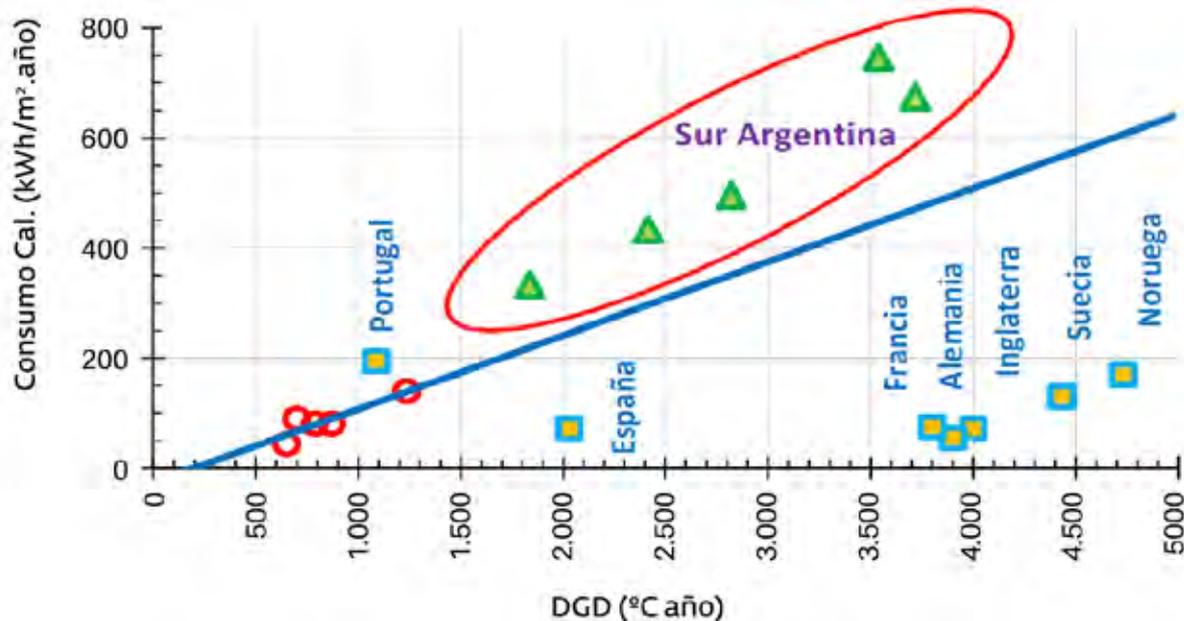
-20-

Gráfico N.º 15: Consumo específico de gas por región



Fuente: Gil, 2015

Gráfico N.º 16: Consumo de gas según DGD para distintos países



Fuente: Gil, 2015

Si bien con iguales temperaturas, el consumo en la Patagonia supera ampliamente tanto la media nacional como la de países europeos seleccionados. Tanto es así que, esa región, con el 6,7 % de usuarios de gas, consume el 24 % del gas del país (Gil, Giovagri & Codesiera, 2015). Si se adoptaran medidas de eficiencia energética en la construcción –introduciendo mejoras de aislamiento térmico en un índice de 2 para así reducir a la mitad las pérdidas térmicas–, se podrían lograr ahorros del siguiente orden en MM m<sup>3</sup>. Gil, Giovagri & Codesiera (2015) analizan qué sucedería si el 25 %, 50 % o 100 % de los usuarios implementaran esta medida.

-21-

Cuadro N.º 7. Ahorro potencial de energía según implementación de medidas propuestas

| Implementación                               | 25%  | 50%   | 100% | millones de m <sup>3</sup> /día |
|--|------|-------|------|---------------------------------|
| Mejoras en la aislación térmica de viviendas | 2,81 | 11,25 | 22,5 | Picos                           |

Los ahorros generados en términos de eficiencia energética son muy importantes y requieren solo del desarrollo de capacidades ya existentes en el país. En definitiva, para implementar estas mejoras lo que se requiere es una política pública orientada al ahorro del consumo de gas, más que a la expansión de la oferta mediante grandes obras extractivas y de infraestructura.

## 5. Conclusiones

A modo de resumen podemos observar en el siguiente cuadro los ahorros asociados a cada una de las medidas aquí analizadas.

|  | Ahorro de gas según medida adoptada | Emisiones de CO <sub>2</sub>  |
|--|-------------------------------------|-------------------------------|
| Reemplazando 10 % de la generación eléctrica con gasNC con renovables    | 1.100 MMm <sup>3</sup> /año         | 2,57 MMtCO <sub>2</sub> /año  |
| Eficiencia energética: ahorro en pilotos para 100 % de los usuarios      | 2.002 MMm <sup>3</sup> /año         | 4,68 MMtCO <sub>2</sub> /año  |
| Eficiencia energética: sistemas híbridos – 25 %, 75 % sistemas clase A   | 2.810 MMm <sup>3</sup> /año         | 6,58 MMtCO <sub>2</sub> /año  |
| Eficiencia energética: mejora en aislación si el 50 % de usuarios aplica | 11 MMm <sup>3</sup> /día            | 0,025 MMtCO <sub>2</sub> /día |
| *Producción de gas no convencional 2016: 9.601 MMm <sup>3</sup>          |                                     |                               |

El presente ejercicio intenta dar cuenta de la existencia de posibilidades diversas para reducir la dependencia de hidrocarburos en la matriz energética argentina. En particular se plantean opciones a la utilización de la fracción no convencional del gas extraído localmente.

El ejercicio presentado no pretende ser una receta, pero sí un menú de opciones posibles entre otras. Los resultados muestran que estas son diversas, y muchas de ellas complementarias. Asimismo, los costos de las opciones son compatibles con las transferencias de dineros públicos que hacen posible la producción no convencional.

Al mismo tiempo, es importante tener en cuenta que las diferentes opciones permitirían en mayor o menor medida desarrollar programas progresivos de proveedores nacionales de equipos y servicios para sostener estas alternativas.

Y, por último, se debe agregar que, en el presente análisis, no se han incorporado las externalidades del gas no convencional, ya sea las emisiones de efecto invernadero o los impactos socioambientales.

## Notas

1. La Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico es una empresa privada argentina sin fines de lucro. Sus objetivos principales comprenden la coordinación de los despachos económico-técnicos desde el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), la supervisión de la calidad y seguridad de las operaciones del SADI, el monitoreo de las transacciones económicas en los mercados spot y futuro y la gestión de las operaciones de facturación, cobro y finanzas de los fondos de mercado. El 80 % de Cammesa está en manos de agentes del mercado mayorista de electricidad, mientras que el 20 % restante pertenece al Ministerio de Energía.
2. Por un lado, "precio PLUS" se refiere al precio que se deriva de la aplicación del programa "Gas Plus", vigente desde 2008. Mediante este programa se busca remunerar a determinados proyectos de inversión en producción de gas a un precio superior al vigente en el mercado. Quien paga esta diferencia es el demandante del gas incluido en el programa, no hay subsidio. Aproximadamente, el 70% del gas remunerado a precio de "Gas Plus", es decir 5,20 USD/MMBTU, es comprado por CAMMESA. Por otro lado, "precio Sendero" se refiere al precio resultante de la aplicación de la trayectoria del precio del gas natural definida en Resolución MINEM 212 - E/2016. En dicha resolución se define un sendero de precio creciente hasta el año 2019 con el objetivo de reducir subsidios.
3. El Régimen tiene como objetivo "lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el ocho por ciento (8 %) del consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de diciembre de 2017".
4. El factor de capacidad (FC) de una central eléctrica es el cociente entre la energía real generada por esta durante un período (generalmente anual) y la generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período de tiempo.

## Bibliografía

**CAMMESA, Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S. A. (2016)**, Informe Anual 2016.

**Gil, S. (2016)**, “Eficiencia energética y desarrollo sostenible. Cómo reducir nuestras facturas de energía”, Seminario hacia una nueva matriz energética. Rosario, Santa Fe, Argentina, junio de 2017.

**Gil, S., Giovagri, P. & Codesiera, L. (2015)**, El Gas Natural en Argentina. Propuestas 2016-2025.

**Gil, S., Iannelli, L. & Prieto, R. (2016, agosto)**, “Eficiencia en el calentamiento de agua”, PROTECNIA, 86.

**López Crespo, F., García Zanotti, G. & Kofman, M. (2016)**, “Transferencias al sector hidrocarburífero argentino”, EJES. Disponible en línea: <<http://ejes.org.ar/InformeTransferencias.pdf>>.

**Ministerio de Energía y Minería de la Nación (2015)**, Balance Energético Nacional. Disponible en línea: <<http://www.energia.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3366>>.

**Ministerio de Energía y Minería de la Nación (2016)**, Informe anual estadístico 2016.

**Ministerio de Energía y Minería de la Nación (2016, octubre)**, RenovAR - Ronda 1. Adjudicación de proyectos.

**Ministerio de Energía y Minería de la Nación, P. d. (2016, diciembre)**, Escenarios Energéticos 2025. Plataforma de Escenarios Energéticos (2015), Escenarios Energéticos Argentina 2035. Disponible en línea: <[http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/planeamiento/publicaciones/escenarios\\_energeticos\\_2025.pdf](http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/planeamiento/publicaciones/escenarios_energeticos_2025.pdf)>.





[www.ejes.org.ar](http://www.ejes.org.ar)

**EJES** Enlace por la  
Justicia Energética  
y Socioambiental

 **observatorio  
petrolero sur**  
soberanía • energía  
justicia ambiental

**TALLER  
Ecologista**   
del Estado Argentino