



**UNSAM**  
UNIVERSIDAD  
NACIONAL DE  
**SAN MARTÍN**

***CIEPE - Centro de Investigación en Economía  
y Planeamiento Energético***

**CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL EN ARGENTINA  
ANÁLISIS DE LA OFERTA Y DEMANDA DEL MERCADO ACTUAL**

TUTORA: Prof. Balbina Griffa

AUTOR: Marcelo Mazzola

Año 2021.

## Índice

### **La Cadena de valor del Gas Natural.**

1. Exploración y acondicionamiento
  - 1.1 Cuencas en el territorio argentino
  - 1.2 Tipos de reservas
  
2. Extracción, compresión y separación de acuerdo con destino final.
  - 2.1 Procesos de extracción
  - 2.2 Tipos de extracción
  - 2.3 Producción de gas
  
3. Transporte y compresión
  - 3.1 Transporte y licenciatarios.
  - 3.2 Mapa de Gasoductos
  
4. Red de distribución de Gas
  - 4.1 Aspectos regulatorios
  - 4.2 Mapa de Licenciatarias de Distribución
  - 4.3 Tipos de Demanda
  - 4.4 Evolución de la demanda
  
5. Comercialización del gas natural



- 5.1 Estímulos del gobierno a la producción de gas natural
  - 5.2 Exportaciones de gas natural
  - 5.3 Contratos de con clientes mayoristas
  - 5.4 Oferentes en el mercado argentino.
  - 5.5 Precios de gas en boca de pozo, tendencia de valores en los últimos años
  - 5.6 Composición del precio final del gas natural.
- 
6. Consideraciones finales.
- 
7. Bibliografía
- 
8. Anexo - Ejercicio ejemplificador de una empresa Industrial con consumo de gas natural

## Introducción

El siguiente trabajo desarrolla la cadena de valor del gas natural en Argentina.

El informe comienza describiendo la primera etapa de la cadena de valor, se presentan las cuencas donde se inicia la extracción. Ello permite identificar dónde se encuentran los recursos hidrocarburíferos en Argentina. Luego se dimensionan las reservas y se describen las distintas clasificaciones que existen para las mismas.

La siguiente etapa de la cadena de valor, se encuentra conformada por la red de transporte en Argentina, servicio que se encuentra bajo un sistema de licencias con regulación de tarifas.

En la tercera etapa de la cadena de valor encontramos al servicio de distribución, también conformado como un sistema de licencias con regulación en las tarifas.

El último eslabón de la cadena de valor nos acerca a la demanda, se presenta la evolución que tuvo la misma en los últimos 10 años con respecto al 2020, tanto la demanda interna como las exportaciones a los países vecinos como Chile, Brasil y Uruguay.

El informe culmina con un análisis de la comercialización del mercado de gas natural, desarrollando cómo se forman los precios que afronta un usuario industrial. Para mayor entendimiento se realiza un ejemplo y ejercicio de un cliente tipo detallando los costos y la toma de decisión.

## 1.- Exploración y acondicionamiento del Gas

Comencemos entendiendo las cuestiones básicas donde se inicia la captación del gas.

La exploración es la búsqueda de petróleo y gas en lugares donde no hay certeza de su existencia. De ser exitosa, concluye con el descubrimiento, desarrollo y puesta en producción de ese nuevo yacimiento.<sup>1</sup>

La única forma de verificar la existencia de hidrocarburos en el subsuelo (aun después de haber realizado estudios para determinar su probabilidad de ocurrencia) es mediante la perforación de un pozo.

Finalizada la perforación y terminación, el pozo ya se encuentra listo para producir, ya sea mediante surgencia natural o de un sistema de levantamiento artificial.

Los hidrocarburos comienzan a viajar, desde la superficie del pozo hasta su destino final de consumo, recorren un itinerario de rutas y redes que conforman su sistema de transporte y distribución.

El gas proveniente de las instalaciones primarias contiene un gran número de impurezas y contaminantes, que es necesario remover, con el objeto de lograr un adecuado transporte y distribución de este, como así también obtener un producto apropiado para su utilización

---

<sup>1</sup> Fuente: Patricia Laura Carcagno (2014) *"IAPG | Aspectos técnicos, estratégicos y económicos del transporte y la distribución de gas."* 1a ed. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2014.

El acondicionamiento y tratamiento del gas natural son términos análogos que se refieren a las operaciones y/o procesos necesarios para obtener un gas natural en especificación comercial, adecuada para su manipuleo, comercialización, industrialización y/o utilización. Sin embargo, a los sistemas encargados de la eliminación de partículas sólidas, líquidos, vapor de agua, e hidrocarburos condensables, se los denomina comúnmente “acondicionamiento”, en tanto que, a los sistemas encargados de la eliminación de dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno, comúnmente se los denomina “tratamiento”.<sup>2</sup>

El mercado local, al igual que en el resto del mundo, se encuentra altamente concentrado en empresas que a su vez integran verticalmente los distintos eslabones de la cadena, esto responde a la característica capital-intensiva de la etapa extractiva y de procesamiento.<sup>3</sup>

### **1.1. En la Argentina existen 19 cuencas sedimentarias, de las cuales sólo cinco de ellas son productivas:**

- **Noroeste** (Jujuy, Salta, Tucumán, Santiago del Estero y Formosa)
- **Austral** (Santa Cruz, Tierra del Fuego y plataforma continental)
- **Neuquinas** (Neuquén, Mendoza, Río Negro y La Pampa)
- **Cuyana** (Mendoza y San Juan)

---

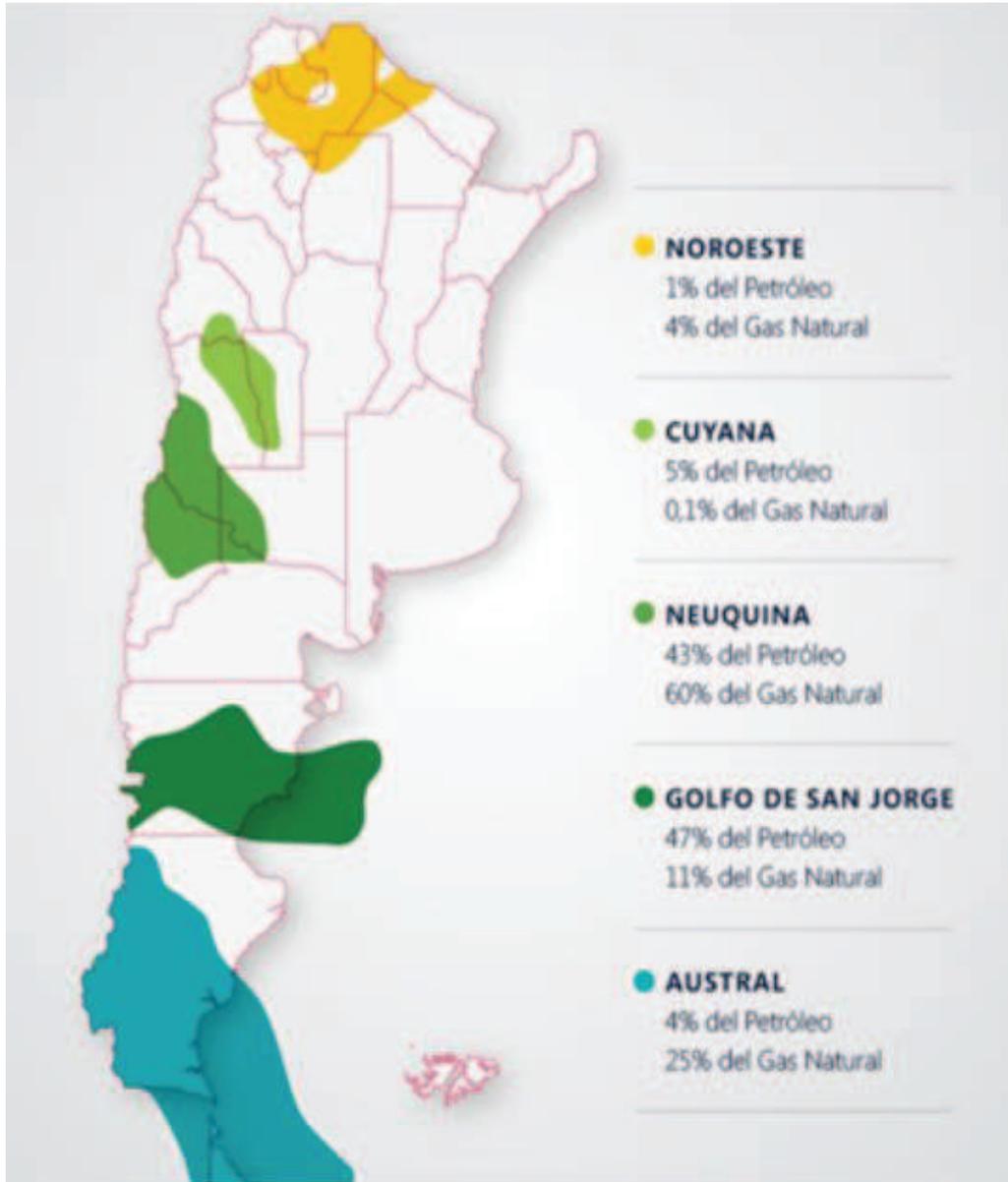
<sup>2</sup> Fuente: Patricia Laura Carcagno (2014) “IAPG | Aspectos técnicos, estratégicos y económicos del transporte y la distribución de gas.” 1a ed. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2014.

<sup>3</sup> Fuente: Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas. Secretaría de Política Económica y Planificación del Desarrollo – Dirección Nacional del Planificación sectorial. Julio 2016 - [https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/sspe\\_cadena\\_de\\_valor\\_hidrocarburos.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/sspe_cadena_de_valor_hidrocarburos.pdf)

- Golfo San Jorge (Chubut, Santa Cruz y plataforma continental)

### Gráfico 1

#### Mapa de Argentina con detalle de las Cuencas Productivas a nivel Nacional



Fuente: Bolsa de Comercio de Rosario. Año 2020 @bcmercados en base a datos de Secretaría de Energía

Cabe destacar la Cuenca Neuquina como la segunda reserva Mundial de Shale Gas<sup>4</sup>. Este reservorio, denominado en forma general como “Vaca Muerta”, está conformado mayoritariamente de hidrocarburos que requieren explotación “no convencional” por encontrarse en un tipo de formación muy compacta e impermeable (los poros no están interconectados entre sí como en el caso de las convencionales). Para extraer el hidrocarburo de estas formaciones se utiliza una técnica denominada fractura hidráulica o *fracking*, que consiste en inyectar a presión un fluido formado básicamente por agua y arena, más el agregado de algunos aditivos químicos (0,5%). Si la fisura se abre gracias a la acción de la presión del agua, es necesario garantizar que quede abierta una vez que la presión disminuya, por este motivo se le agrega arena al agua. La arena ingresa a las fisuras y las apuntala para impedir que vuelvan a cerrarse.<sup>5</sup>

Para entender un poco más sobre este tema, es importante tener en cuenta la definición de Recurso natural y Reserva.

Los recursos naturales son bienes que se obtienen de la naturaleza. De todos los recursos, solo una pequeña porción se aprovecha y son las llamadas reservas. Para determinarlos lo primero a saber es cuanto petróleo y/o gas contiene el yacimiento. Toda esta información se obtiene solo luego de perforar uno o más pozos que delimiten el yacimiento. Una vez que se reconocen los límites y características del yacimiento y las

---

<sup>4</sup> El gas shale es un tipo no convencional de gas natural. Se encuentra ubicado entre las rocas sedimentarias de grano fino que hay presentes bajo la corteza terrestre y se extrae de zonas de gran profundidad en las que abundan rocas como las agilitas, las lutitas, los esquistos y las pizarras bituminosas.

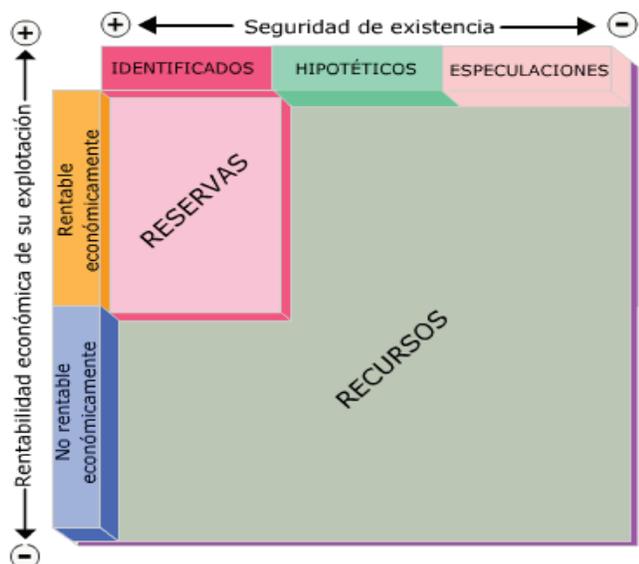
<sup>5</sup> Fuente: Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas. Secretaría de Política Económica y Planificación del Desarrollo – Dirección Nacional del Planificación sectorial. Julio 2016 - [https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/sspe\\_cadena\\_de\\_valor\\_hidrocarburos.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/sspe_cadena_de_valor_hidrocarburos.pdf)

reservas que contiene, llega el momento de planificar su desarrollo, características de pozos, que tipos de inyección e instalaciones y recursos humanos que sean necesarios. Y lo más importante cual será el costo de estas inversiones y definir si es un buen negocio o no.<sup>6</sup>

Se entiende por reserva de petróleo y gas de un yacimiento al volumen de hidrocarburos que será posible extraer del mismo, en condiciones rentables a lo largo de su vida útil.

## Gráfico 2

### Gráfico de Recursos y Reservas



Fuente: Sitio Web [http://eucativa.catedu.es/44700165/aula/archivos/repositorio/2500/2632/html/1\\_recursos\\_y\\_reservas.html](http://eucativa.catedu.es/44700165/aula/archivos/repositorio/2500/2632/html/1_recursos_y_reservas.html)

Es fundamental tener en cuenta esta diferencia para entender el siguiente cuadro, en el cual está detallado si son comprobadas y probables.

### 1.2 Tipos de reservas

<sup>6</sup> Fuente: Balbina Griffa. UNSAM. Año 2021 Fuente: *Texto complementario – Capítulo 7 Reservas y definición.*

## **Reservas comprobadas**

Las reservas comprobadas se pueden definir como aquellas cantidades de petróleo y/o gas que se estima pueden ser recuperadas en forma económica y con las técnicas disponibles, de acumulaciones conocidas (volúmenes in situ) a partir de los datos disponibles en el momento de la evaluación. De aquí que toda reserva tiene cierto grado de incertidumbre ya que depende principalmente de la cantidad y confiabilidad de los datos geológicos y de ingeniería disponible al momento de su interpretación.<sup>7</sup>

Las Reservas Comprobadas pueden a su vez dividirse en Reservas Comprobadas Desarrolladas, que se esperan recuperar mediante los pozos y las instalaciones de producción existentes, y en Reservas Comprobadas No Desarrolladas, que se esperan recuperar de pozos a perforar e instalaciones de producción futuras y de las cuales se tiene un alto grado de certidumbre ya que se ubican en yacimientos conocidos.<sup>8</sup>

## **Reservas probables**

Las Reservas probables pueden definirse como aquellas a las que tanto los datos geológicos como de ingeniería dan una razonable probabilidad de ser recuperadas de depósitos descubiertos, aunque no en grado tal como para considerarse comprobadas.

Son también comunes los términos Reservas Posibles y Recursos Potenciales o Especulativos. Los términos en sí demuestran los distintos grados de incertidumbre de su existencia. En el caso de los Recursos Potenciales o Especulativos, los valores deben

---

<sup>7 7</sup> Fuente: Balbina Griffa. UNSAM. Año 2021 Fuente: *Texto complementario – Capítulo 7 Reservas y definición*

<sup>8 8</sup> Fuente: Balbina Griffa. UNSAM. Año 2021 Fuente: *Texto complementario – Capítulo 7 Reservas y definición*

expresarse dentro de un intervalo, ya que están dados solamente por el conocimiento geológico de una cuenca sedimentaria.<sup>9</sup>

En el cuadro 1 detallamos los valores a diciembre 2019, en el marco de fin de la vida útil estimada de la Reserva, de la página de la Secretaría de Energía.

<http://datos.minem.gob.ar/dataset/reservas-de-petroleo-y-gasCuadro>

### Cuadro 1

**Reservas de Gas al 31/12/19 mediante Extracción Convencional – Hasta fin de su vida útil.**

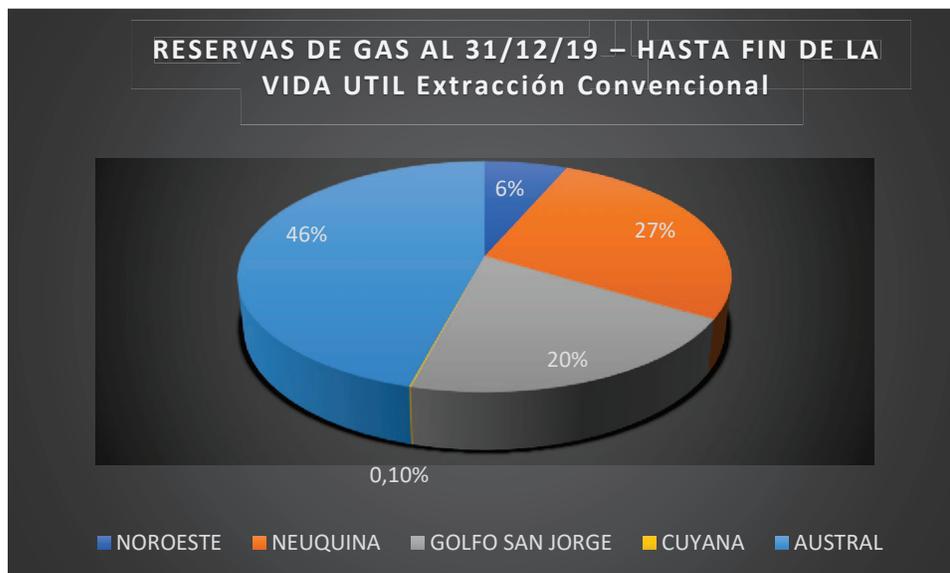
CUENCA	Extracción Convencional		
	Comprobadas (MMm3)	Probables (MMm3)	Total (MMm3)
NOROESTE	13,437	1,586	15,022
NEUQUINA	56,522	12,498	69,020
GOLFO SAN JORGE	42,464	15,726	58,190
CUYANA	206	31	237
AUSTRAL	95,461	64,374	159,834
<b>TOTAL</b>	<b>208,089.28</b>	<b>94,214.67</b>	<b>302,303.95</b>

Fuente: Elaboración propia con datos del Ministerio de Economía de la Nación. Secretaria de Energía.  
<http://datos.minem.gob.ar/dataset/reservas-de-petroleo-y-gas>

<sup>9 9</sup> Fuente: Balbina Griffa. UNSAM. Año 2021 Fuente: *Texto complementario – Capítulo 7 Reservas y definición*

Gráfico 3

Reservas de Gas por cuenca delimitado en modo de extracción convencional.



Fuente: Elaboración propia con datos del Ministerio de Economía de la Nación. Secretaria de Energía.  
<http://datos.minem.gob.ar/dataset/reservas-de-petroleo-y-gas>

Cuadro 2

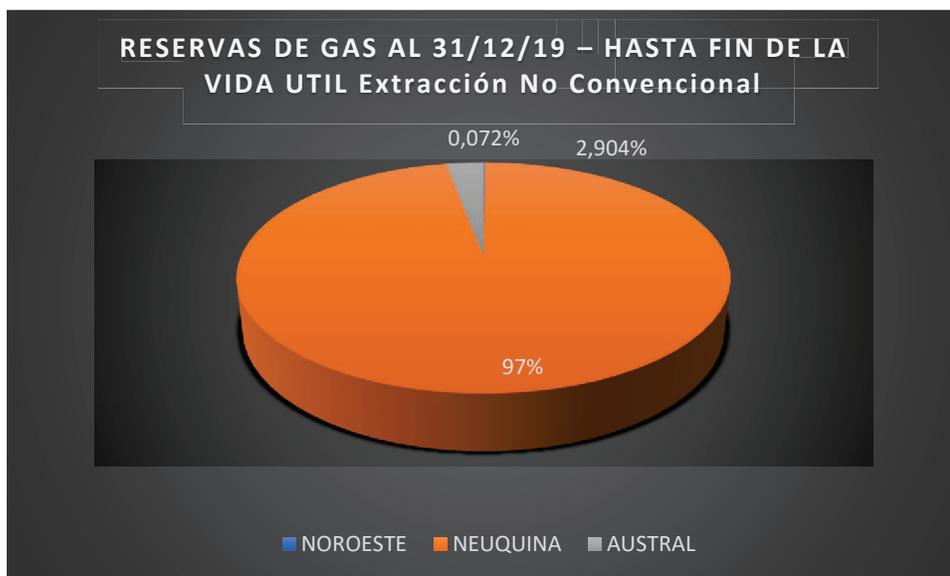
Reservas de Gas al 31/12/19 mediante Extracción no convencional – Hasta fin de su vida útil.

CUENCA	Extracción No Convencional		
	Comprobadas (MMm3)	Probables (MMm3)	Total (MMm3)
NOROESTE	138	90	228
NEUQUINA	186,419	94,787	281,206
GOLFO SAN JORGE	-	-	-
CUYANA	-	-	-
AUSTRAL	5,579	1,463	7,042
<b>TOTAL</b>	<b>192,135.80</b>	<b>96,340.59</b>	<b>288,476.39</b>

Fuente: Elaboración propia con datos del Ministerio de Economía de la Nación. Secretaria de Energía.  
<http://datos.minem.gob.ar/dataset/reservas-de-petroleo-y-gas>

**Gráfico 4**

**Reservas de gas existente mediante extracción No convencional, por Cuenca.**



Fuente: Elaboración propia con datos del Ministerio de Economía de la Nación. Secretaria de Energía.  
<http://datos.minem.gob.ar/dataset/reservas-de-petroleo-y-gas>

Principalmente, podemos observar que en cuanto a las reservas de extracción no convencional encontramos presencia solo en 3 cuencas (Noroeste, Neuquina y Austral), con un porcentaje muy alto en la cuenca Neuquina (97%), en cambio las Reservas de extracción Convencional encontramos presencia en las 5 principales Cuencas de Argentina, con el porcentaje más alto en la cuenca Noroeste con un 46% con respecto a las demás.

Uno de los puntos a tener en cuenta es que la cantidad de reservas presentes en condiciones de Extracción no Convencional en la cuenca Neuquina es más del doble (MMm3 281,206) con respecto a las reservas presentes en condiciones de extracción convencional (MMm3 69,020). -

**2 - Extracción, producción y separación de acuerdo con el destino final.**

El gas natural, desde su origen y hasta llegar a los centros de consumo, atraviesa diversas etapas operativas de industrialización.

## 2.1 Procesos de extracción

### La primera etapa

Se inicia con la extracción del gas desde los yacimientos, comúnmente “extracción en boca de pozo”. Luego de ser captado del subsuelo es llevado hasta las plantas de acondicionamiento y tratamiento. En esta primera etapa el gas debe ser tratado, con la finalidad de extraer algunos de los componentes (agua, dióxido de carbono, compuestos de azufre, condensables y polvos), que impiden o dificultan el transporte.<sup>10</sup>

Las técnicas utilizadas en este primer eslabón de la cadena implican que en algunos yacimientos el gas natural que emerge junto al petróleo pueda ser inyectado a gasoductos, utilizado para generar electricidad en el yacimiento, reinyectado en la formación para presionar la salida de los hidrocarburos aún encriptados o venteado a la atmósfera<sup>11</sup>

Además, es importante tener en cuenta el tipo de Extracción que se requiere, si es convencional o no Convencional:

## 2.2 Tipos de Extracción

### Extracción Convencional:

---

<sup>10</sup> Fuente: Patricia Laura Carcagno (2014) “IAPG | Aspectos técnicos, estratégicos y económicos del transporte y la distribución de gas.” 1a ed. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires : Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2014.

<sup>11</sup> Fuente: Ministerio de Hacienda y Finanzas Publicas. Secretaría de Política Económica y Planificación del Desarrollo – Dirección Nacional del Planificación sectorial. Julio 2016 - [https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/sspe\\_cadena\\_de\\_valor\\_hidrocarburos.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/sspe_cadena_de_valor_hidrocarburos.pdf)

Consta de una estructura metálica cuyo principal objetivo es el de bajar y subir el equipo de perforación. Dependiendo del tipo de terrero la perforación puede llevar entre 2 a 6 meses dependiendo de la profundidad programada. A medida que avanza la perforación, se va colocando la tubería de revestimiento del pozo o casing para evitar que las paredes se derrumben y para aislar las napas de agua. De esta forma empieza a fluir el gas junto al petróleo, cuando esa presión comienza a ceder se coloca una bomba de extracción tal como la imagen.<sup>12</sup>

### Gráfico 5

#### Fotografía de Aparato Individual del bombeo de petróleo



Fuente: Sitio Web YPF SA 2021.

[https://www.ypf.com/energiaypf/Metodosdeextraccion/extraccion\\_convencional.html](https://www.ypf.com/energiaypf/Metodosdeextraccion/extraccion_convencional.html)

#### Extracción No Convencional:

Este método se utiliza cuando la formación geológica o roca presenta volúmenes de hidrocarburos aislados entre sí o muy poco comunicados. El proceso de perforación no convencional es igual al convencional. Desde la superficie, una torre perfora con un trépano

---

<sup>12</sup> Fuente: Sitio Web YPF SA 2021.

[https://www.ypf.com/energiaypf/Metodosdeextraccion/extraccion\\_convencional.html](https://www.ypf.com/energiaypf/Metodosdeextraccion/extraccion_convencional.html)

el terreno hasta llegar a la roca generadora. El pozo se protege por completo con una tubería de acero denominada casing. Una vez alcanzada la formación geológica objetivo, el **shale** (entre 2.500 y 3.000 metros), se procede a realizar la estimulación hidráulica que consiste en inyectar por la tubería de producción un fluido compuesto por agua, arena y aditivos.<sup>13</sup> Los reservorios **tight** requieren fracturas hidráulicas de menor magnitud que los shale y consecuentemente de menor costo.

En este segmento (tanto convencional como no convencional) puede identificarse un primer grupo de empresas que intervienen en la etapa extractiva como operadoras donde se destacan: YPF, Pan American Energy, Total Austral, Pluspetrol y Pampa Energía, entre las más importantes del país<sup>14</sup>.

En esta etapa de la cadena de valor existe competencia de precios entre los productores. Si bien el precio final está regulado para algunos segmentos de demanda (que se explica más adelante), en principio la esencia de esa etapa es un mercado de competencia. Es fundamental tener en cuenta la capacidad de oferta que tienen los productores para formar el precio y formar acuerdos con el sector Industrial.

Existen actualmente comercializadoras que hacen de intermediarios entre los productores y las industrias, en el cual ofrecen a la Industria diversos planes de abastecimiento como precio, ubicación de la Cuenca, plazo de pagos, etc.

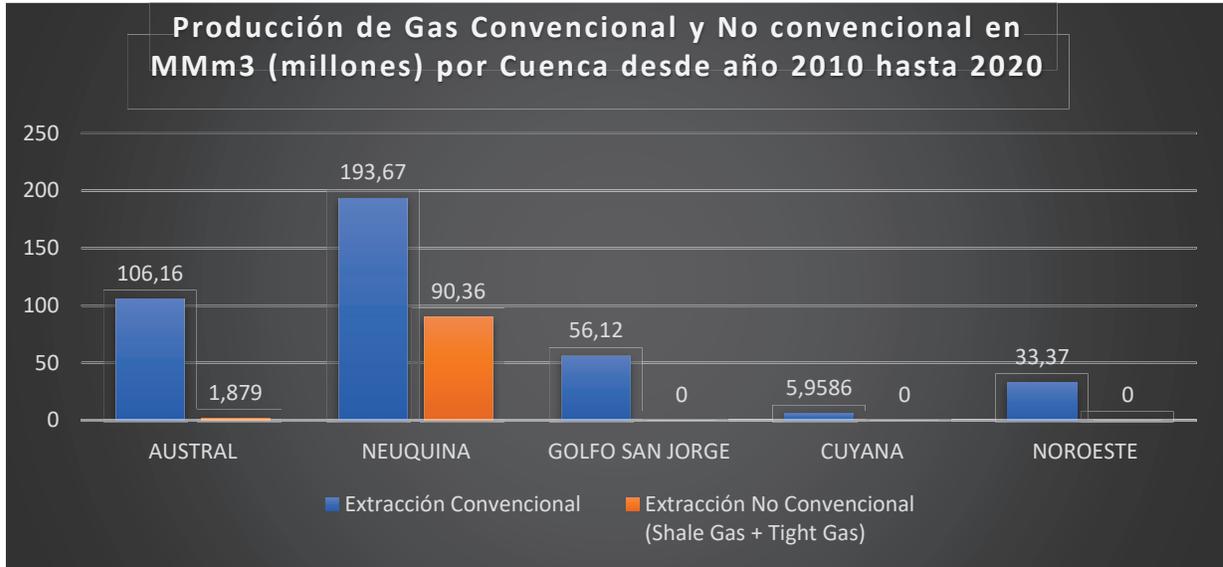
---

<sup>13</sup> [https://www.ypf.com/energiaypf/Metodosdeextraccion/extraccion\\_no\\_convencional.html](https://www.ypf.com/energiaypf/Metodosdeextraccion/extraccion_no_convencional.html)

<sup>14</sup> Fuente: Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas. Secretaría de Política Económica y Planificación del Desarrollo – Dirección Nacional del Planificación sectorial. Julio 2016 - [https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/sspe\\_cadena\\_de\\_valor\\_hidrocarburos.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/sspe_cadena_de_valor_hidrocarburos.pdf)

Gráfico 6

Producción de Gas en forma convencional y no convencional por Cuenca.



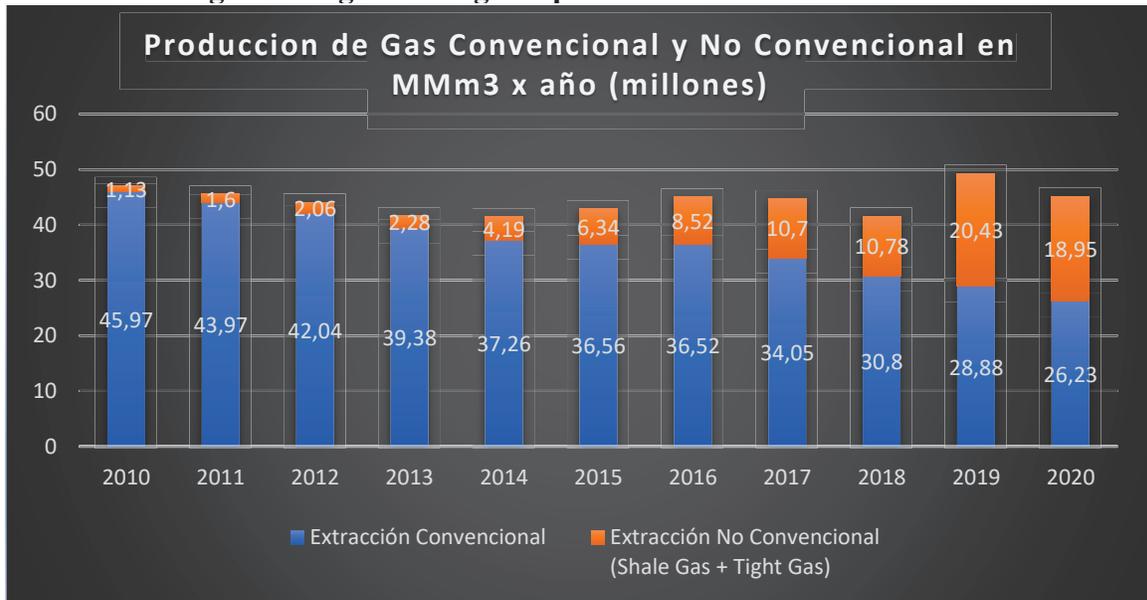
Fuente: Elaboración propia con información de <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/planeamiento-energetico/panel-de-indicadores/prod-gas-conv-y-no-conv>

La principal explotación de Gas No Convencional se realiza en la Cuenca Neuquina, con una suma total desde el año 2010 hasta 2020 de 90.360.000 MMm3.-

## 2.3 Producción de gas

Gráfico 7

Producción de gas en Argentina según tipo.



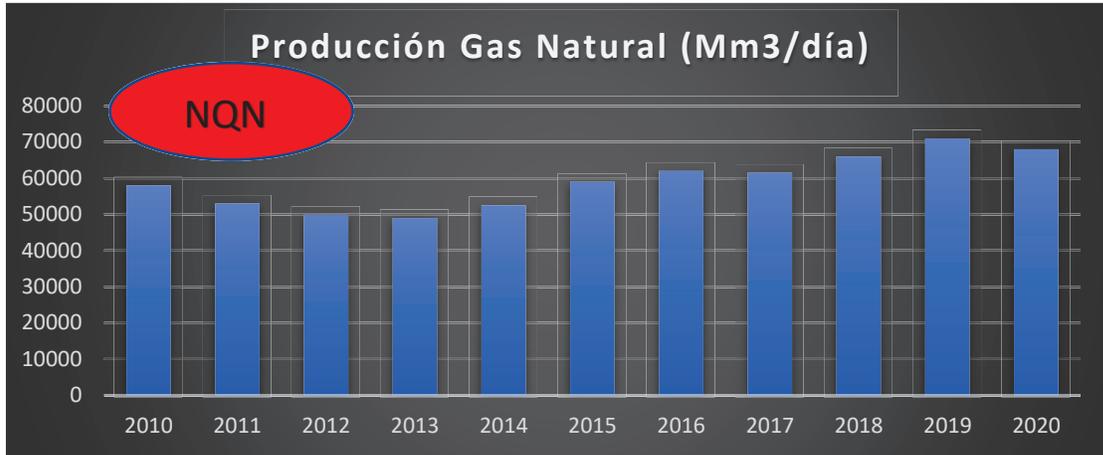
Fuente: Elaboración propia con información de <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/planeamiento-energetico/panel-de-indicadores/prod-gas-conv-y-no-conv>

En los últimos 10 años existe una tendencia alcista de explotación No Convencional achicando la brecha con respecto a la producción Convencional.

Los siguientes gráficos muestran la evolución ofertada por cuenca y total en los últimos 10 años.

Gráfico 8

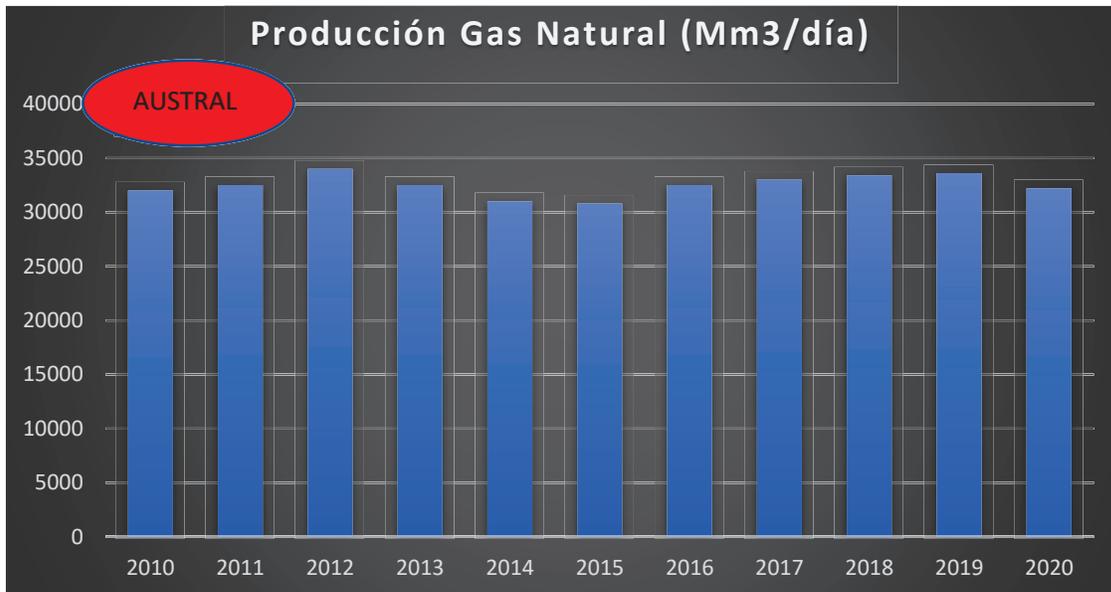
Oferta de gas Natural en Cuenca Neuquina (Mm3/día)



Fuente: Diego Rebissoni, Consultora Latin Energy Group: Año 2020 Informe: “Presentación Energía”

Gráfico 9

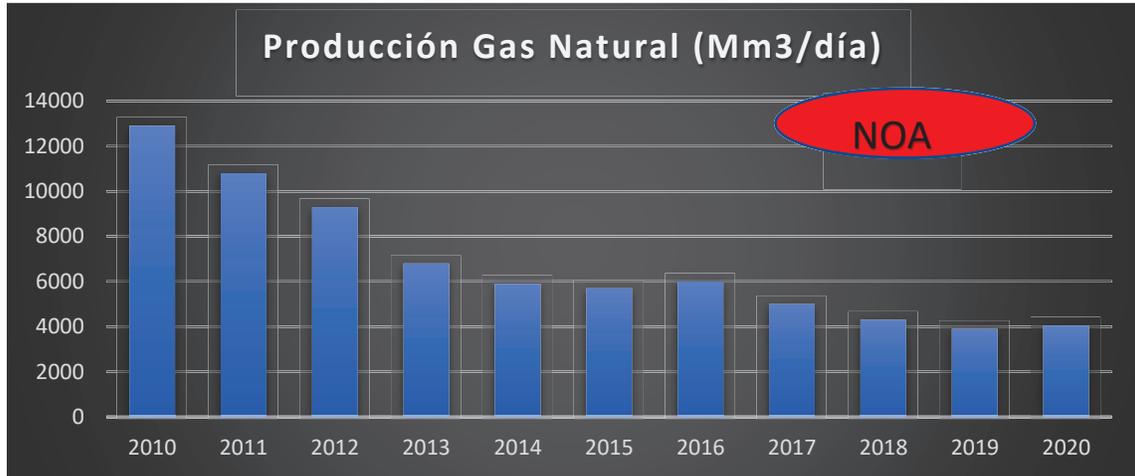
Oferta de gas Natural en Cuenca Austral (Mm3/día)



Fuente: Diego Rebissoni, Consultora Latin Energy Group: Año 2020 Informe: “Presentación Energía”

Gráfico 10

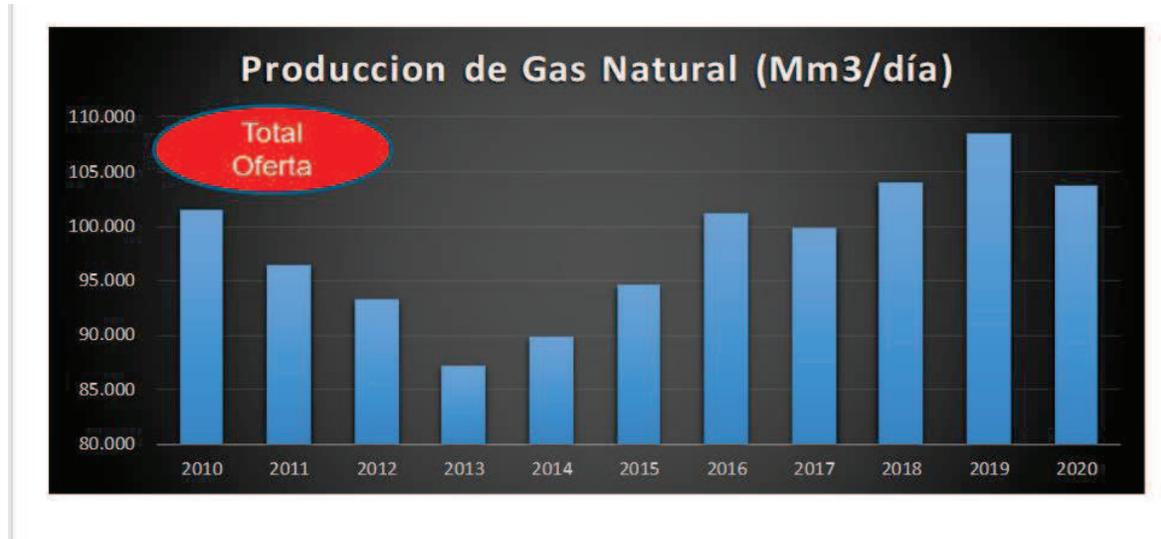
Oferta de gas Natural en Cuenca NOA (Mm3/día)



Fuente: Diego Rebissoni, Consultora Latin Energy Group: Año 2020 Informe: “Presentación Energía”

Gráfico 11

Oferta de gas Natural Total País (Mm3/día)



Fuente: Diego Rebissoni, Consultora Latin Energy Group: Año 2020 Informe: “Presentación Energía”

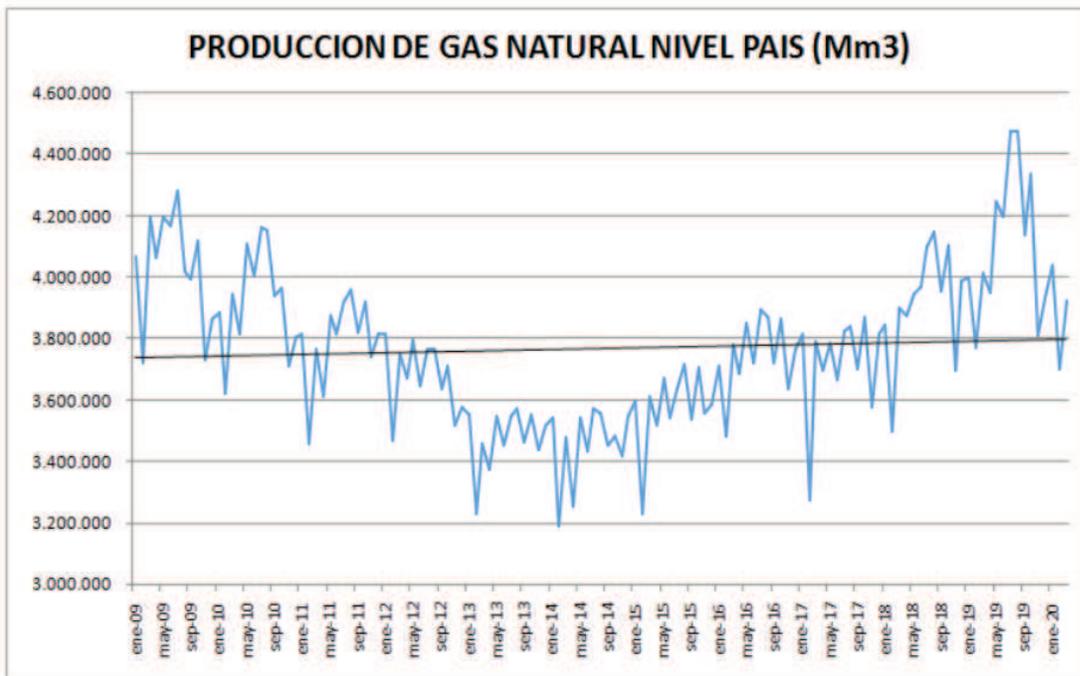
En los gráficos 9, 10 y 11 se observa la producción total por cuenca de los últimos 10 años. En la Cuenca Neuquina la producción por cada año se encuentra en el rango de 50000 y 70000 Mm3/día, en la Cuenca Austral entre 30000 y 35000 Mm3/día. En ambos

casos la recta en promedio tiene una tendencia lineal horizontal al plano. En cambio, para la Cuenca NOA se nota una curva decreciente ante una baja en la producción por cada año.

En el gráfico 11 podemos observar que en el año 2013 tuvo su piso en producción en el rango de 85000 y 90000 Mm3/día. - Y su máximo en el año 2019 por encima de 100.000 Mm3/día.

## Gráfico 12

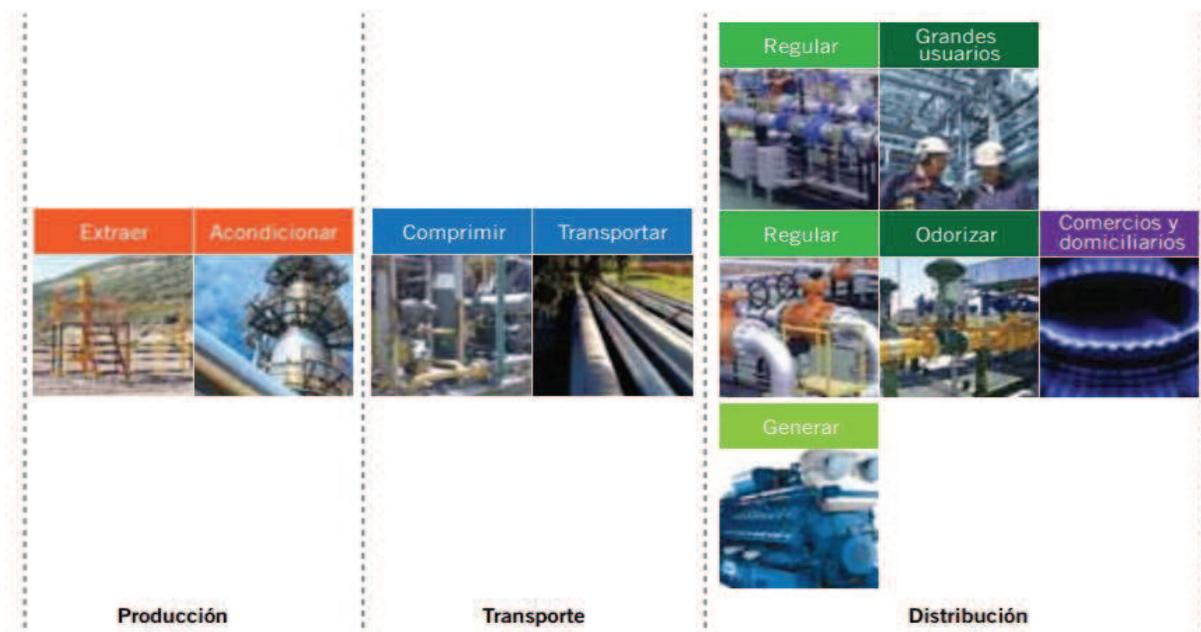
### Producción de gas Natural a Nivel país (Mm3)



Fuente: ALBERTO FIANDESIO. Sitio Web Todo Hidrocarburos. Mayo 2020, Buenos Aires Argentina, <https://todohidrocarburos.com/2020/05/20/el-ultimo-decenio-en-la-produccion-de-crudo-y-gas-natural-en-argentina/>

### Gráfico 13

#### Etapas de la cadena de valor del gas natural



Fuente: Fuente: Patricia Laura Carcagno (2014) “IAPG | Aspectos técnicos, estratégicos y económicos del transporte y la distribución de gas.” 1a ed. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires : Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2014.

Aclaremos un poco, un aspecto sumamente importante que diferencia a los hidrocarburos en general y al gas natural en particular, de la energía eléctrica, es su “inercialidad”. Esta palabra significa que el gas contenido en los sistemas de transporte y distribución está sujeto a las leyes de la inercia, y que un determinado volumen de este tarda cierto tiempo en desplazarse desde un punto a otro, cosa que no ocurre con la electricidad. Tanto para el Gas como en la electricidad no percibe la demanda directa de los consumidores, sino que existen entes reguladores que administran la oferta según el momento del día, como también la temporada del año, dividido en temporada de invierno y

verano<sup>15</sup>. El ente regulador del mercado de gas es Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS).

ENARGAS es un organismo autárquico creado mediante la Ley N.º 24.076 — Marco Regulatorio de la Industria del Gas— en el año 1992. El ENARGAS regula el transporte y distribución del gas natural.<sup>16</sup>

### 3.-Transporte y compresión

#### 3.1 Transporte y licenciatarios.

El transporte de gas natural comprende la parte de la cadena de valor que vincula los centros de producción con los centros de consumo.

El gas extraído se transporta por ductos a plantas separadoras que habitualmente se ubican en áreas cercanas a la zona de extracción. Allí se apartan los componentes ligeros (metano y etano, que constituyen el gas natural), el GLP (propano y butano) y los gases más pesados (como pentano y hexano).

El sistema de transporte de gas en la Argentina está dividido en dos grandes regiones. La región norte, administrada por la empresa licenciataria **Transportadora de Gas del Norte S.A.** (TGN) y la región sur, que está administrada por la otra empresa licenciataria, **Transportadora de Gas del Sur S.A** (TGS)<sup>17</sup>

---

<sup>15</sup> Fuente: Patricia Laura Carcagno (2014) “IAPG | Aspectos técnicos, estratégicos y económicos del transporte y la distribución de gas.” 1a ed. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2014.

<sup>16</sup> Fuente: año 2021 <https://www.enargas.gob.ar/secciones/institucional/objetivos.php>

<sup>17</sup> Fuente: Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas. Secretaría de Política Económica y Planificación del Desarrollo – Dirección Nacional del Planificación sectorial. Julio 2016 - [https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/sspe\\_cadena\\_de\\_valor\\_hidrocarburos.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/sspe_cadena_de_valor_hidrocarburos.pdf)

El transporte de gas por tuberías (gasoductos), es un fluido que circula por el interior de una tubería, y en condiciones ideales, con rozamiento cero, no sería necesario proveerle energía para que se desplace. Pero en la realidad, las paredes de la cañería tienen rugosidad superficial, el gas tiene cierta viscosidad, hay variaciones de temperatura y demás factores físicos que originan un rozamiento entre este y las paredes del gasoducto. Este rozamiento genera una fuerza que se opone al movimiento del gas y, a medida que aumenta la distancia, o el caudal, este efecto se torna cada vez más considerable.<sup>18</sup>

Para ejemplificar: todos conocemos dicho efecto, si pensamos en una manguera de agua, mientras más larga es la manguera, menos presión de agua obtenemos en el extremo lejano. Esto es conocido como Pérdida de carga, que es una pérdida de presión, es por eso que hay que aplicar presión al gas si se quiere que este se desplace dentro del gasoducto.<sup>19</sup> Por esto, a lo largo del gasoducto se instalan plantas compresoras que compensan las pérdidas de carga originadas, recomprimiendo el gas a los valores requeridos para ser transportado. Una distancia típica entre plantas compresoras es de aproximadamente 150 / 200 km.

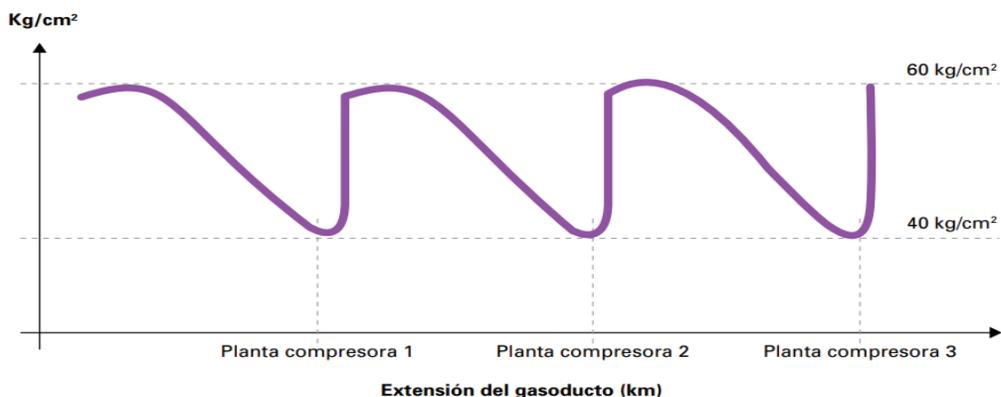
---

<sup>18</sup> Fuente: Patricia Laura Carcagno (2014) “IAPG | Aspectos técnicos, estratégicos y económicos del transporte y la distribución de gas.” 1a ed. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2014.

<sup>19</sup> Fuente: Patricia Laura Carcagno (2014) “IAPG | Aspectos técnicos, estratégicos y económicos del transporte y la distribución de gas.” 1a ed. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2014.

## Gráfico 14

### Curva de tendencia de presión del gas con respecto a las plantas presurizadoras.



Fuente: Patricia Laura Carcagno (2014) “IAPG | Aspectos técnicos, estratégicos y económicos del transporte y la distribución de gas.” 1a ed. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2014.

La planta compresora: se denomina así a la instalación industrial responsable de proveer al gas la presión necesaria para su transporte. En general, cuenta con una sala de control, un área de compresión, una de servicios (agua, energía eléctrica, aire comprimido, etcétera) y un área de medición.<sup>20</sup>

Estas instalaciones pueden operarse de manera remota, desde un control centralizado, de manera local, o un híbrido entre las dos maneras. El no contar con energía eléctrica de red o de agua industrial, condiciona la operación remota, ya que se debe tener personal para atender también a estos servicios indispensables para la operación de la instalación.

<sup>20</sup> Fuente: Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas. Secretaría de Política Económica y Planificación del Desarrollo – Dirección Nacional de Planificación sectorial. Julio 2016 - [https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/sspe\\_cadena\\_de\\_valor\\_hidrocarburos.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/sspe_cadena_de_valor_hidrocarburos.pdf)

## Gráfico 15

### Plantas compresoras en fotografías.



Foto 1.



Foto 2.

Fuente: Patricia Laura Carcagno (2014) “IAPG | Aspectos técnicos, estratégicos y económicos del transporte y la distribución de gas.” 1a ed. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires : Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2014.

El compresor tiene por función proveer la energía necesaria al gas para su transporte a lo largo del gasoducto.

### 3.2 Mapa de Gasoductos

Mapa de Gasoductos a cargo de la empresa Transportadora del Gas del Norte.

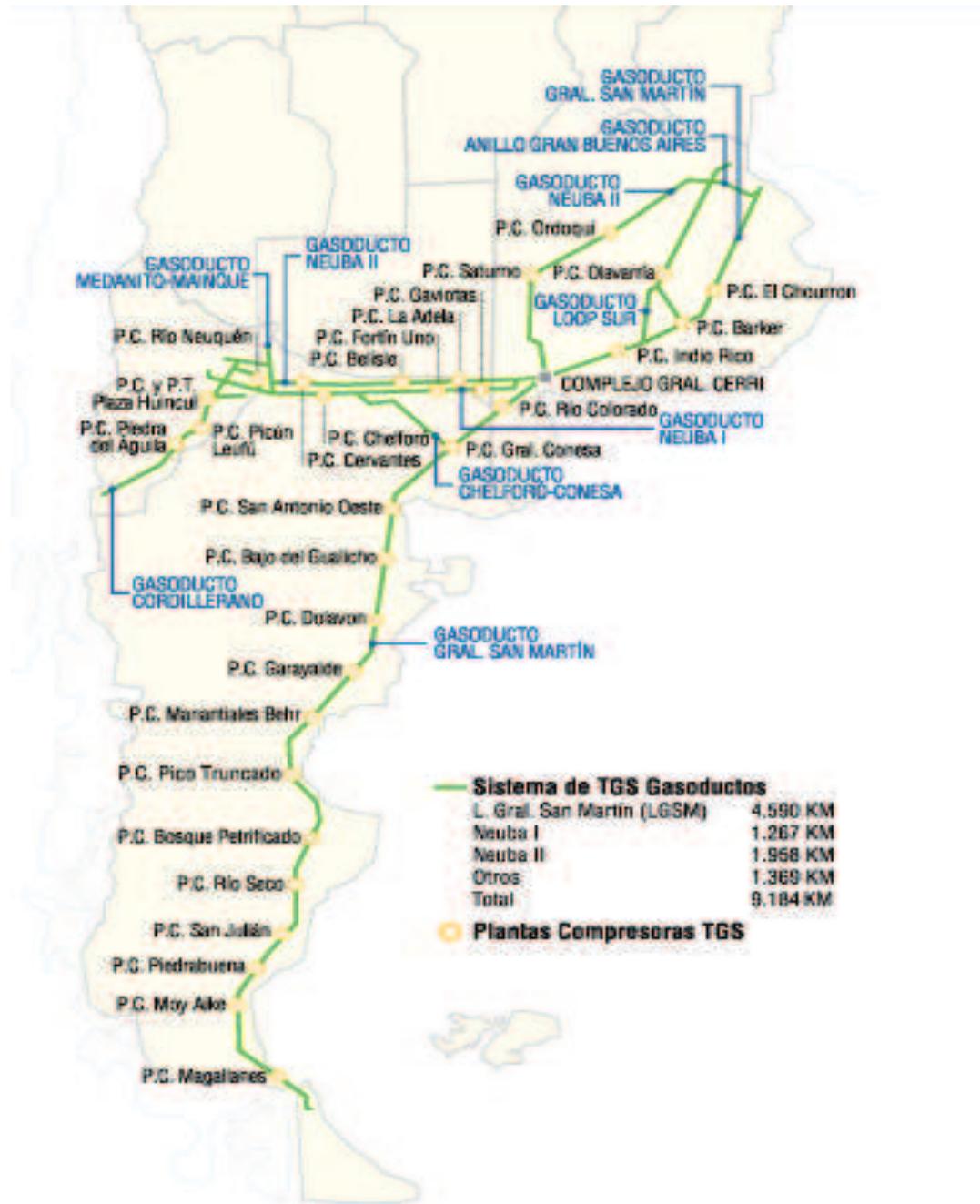
Gráfico 16



Fuente: Transportadora de Gas del Norte. <https://www.tgn.com.ar/>

Mapa de Gasoductos a cargo de la empresa Transportadora del Gas del Sur.

Gráfico 17



Fuente: Transportadora de Gas del Sur. <https://www.tgs.com.ar/negocios/transporte>

El segmento de transporte de gas natural es un monopolio natural. Por ello, las tarifas de los servicios prestados por los Transportistas son reguladas por ENARGAS. Los objetivos de dicho Ente se podrían identificar en los siguientes puntos.

- a) Proteger adecuadamente los derechos de los consumidores.
- b) Promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda de gas natural, y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo.
- c) Propender a una mejor operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transporte y distribución de gas natural
- d) Regular las actividades del transporte y distribución de gas natural, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables de acuerdo con lo normado en la presente ley 21
- e) Propender a que el precio de suministro de gas natural a la industria sea equivalente a los que rigen internacionalmente en países con similar dotación de recursos y condiciones

Las tarifas de transporte que abonan los clientes de las empresas transportistas consisten, para el caso de usuarios con servicio de transporte interrumpible, es un cargo variable por cada mil metros cúbicos transportados, mientras que, para los usuarios con servicio de transporte firme, es un cargo por capacidad reservada mensual por cada metro cubico diario de capacidad de transporte reservada.<sup>22</sup>

### **Tarifas vigentes al año 2020.**

---

<sup>21</sup> Fuente: Artículo 2 de la ley 24.076. 1992 *Marco Regulatorio de la Actividad. Privatización de Gas del Estado Sociedad del Estado. Transición. Disposiciones Transitorias y Complementarias.*  
<http://mepriv.mecon.gov.ar/Normas/24076.htm>

<sup>22</sup> Estructura del mercado de gas natural Enargas. Año 2019 [www.enargas.com.ar](http://www.enargas.com.ar)

**Cuadro 3**

TARIFAS TRANSPORTE - SIN IMPUESTOS			
TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.			
TRANSPORTE INTERRUMPIBLE (TI)			
RECEPCIÓN	DESPACHO	Cargo \$/1.000 m3	% gas retenido (1)
SALTA	Salta	182,949001	0,91
	Tucumán	386,550923	1,97
	Central	718,714316	3,37
	Litoral	937,937167	4,60
	Aldea Brasileira	1005,159917	4,90
	GBA	1111,187123	5,20
NEUQUÉN	Neuquén	157,269297	0,69
	La Pampa Sur	426,873672	2,09
	Cuyana	471,351656	2,43
	Central (Sur)	479,446537	2,60
	Litoral	688,839259	3,83
	Aldea Brasileira	760,255893	4,20
	GBA	840,267075	4,86
	Entre Ríos	995,826295	4,86

(1) Porcentaje estimado del gas utilizado como combustible para los compresores y pérdidas en la línea sobre el total inyectado en cabecera de gasoducto.

Fuente: Ente Nacional Regulador de Gas, Año 2020 <https://www.enargas.gov.ar/secciones/precios-y-tarifas/resoluciones-tarifas-vigentes.php>

**Cuadro 4**

TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A.			
TRANSPORTE INTERRUMPIBLE (TI)			
RECEPCIÓN	DESPACHO	Cargo \$/1.000 m3	% gas retenido (1)
TIERRA DEL FUEGO	Tierra del Fuego	88,837143	0,49
	Santa Cruz Sur	179,147196	0,98
	Chubut Sur	456,974163	3,38
	Buenos Aires Sur	538,378143	5,60
	Bahía Blanca	824,667950	8,40
	La Pampa Norte	821,743392	8,60
	Buenos Aires	964,870213	10,35
	GBA	1082,584470	11,27
SANTA CRUZ	Santa Cruz Sur	90,035383	0,49
	Chubut Sur	367,463752	2,89
	Buenos Aires Sur	449,042042	5,11
	Bahía Blanca	736,816745	7,91
	La Pampa Norte	736,684093	8,11
	Buenos Aires	877,477681	9,86
CHUBUT	Chubut Sur	89,295068	0,49
	Buenos Aires Sur	167,428204	2,71
	Bahía Blanca	446,475235	5,51
	La Pampa Norte	468,798959	5,71
	Buenos Aires	580,417750	7,46
	GBA	692,036541	8,38
NEUQUÉN	Neuquén	81,611872	0,49
	Bahía Blanca	385,275827	2,80
	La Pampa Norte	414,995282	3,15
	Buenos Aires	521,815701	3,91
	GBA	640,430576	4,86

Fuente: Ente Nacional Regulador de Gas, Año 2020 <https://www.enargas.gov.ar/secciones/precios-y-tarifas/resoluciones-tarifas-vigentes.php>

En ambos Anexos, se detalla la provincia de recepción del gas, el Despacho de donde es transportado y los cargos que facturan los Transportistas en \$/1000 m<sup>3</sup>.

## **4 Red de distribución de Gas**

### **4.1 Aspectos regulatorios**

Las empresas distribuidoras tienen como objetivo llevar el gas a todos los clientes.

La regulación aplica a los clientes cautivos para quienes las Distribuidoras adquieren el gas a los productores por ellos. Por otro lado, existen los clientes que compran el gas directo a productores o comercializadores, los podríamos denominar “libres”, trasladando los costos del servicio de las Transportistas y los costos del Servicio a su boca

Los clientes cautivos son los hogares y los pequeños comercios. Y el segundo grupo podemos identificar a los clientes grandes y/o Industrias

Las distribuidoras de gas natural son un monopolio regulado. En el año 1992 se privatizó Gas del Estado, dividiéndose en once sociedades privadas con mayoría de capitales extranjeros nueve en distribución y 2 en transporte. El país se dividió en 9 zonas geográficas cuya concesión del servicio de distribución de gas natural fue otorgado a una única empresa. A partir de ello, el ENARGAS regula y fija la tarifa de distribución que perciben las mismas

Actualmente las empresas licenciatarias del país son las siguientes, de acuerdo con la zona

- Metrogas

- Naturgy BAN S.A.
- Centro
- Cuyana
- Litoral Gas
- Gasnea
- Gasnor
- Cammuzi Pampeana
- Cammuzi Sur

Fuente: [http://mepriv.mecon.gov.ar/gas/Contratos/lic\\_reglas\\_bas\\_trans.pdf](http://mepriv.mecon.gov.ar/gas/Contratos/lic_reglas_bas_trans.pdf)

Fuente: <https://www.enargas.gob.ar/secciones/transporte-y-distribucion>

#### 4.2 Mapa de Licenciatarias de Distribución de Gas en Argentina.

Gráfico 18



Fuente: descarga de internet Año 2015

<https://ri.itba.edu.ar/bitstream/handle/123456789/629/PROPUESTA%20T%C3%89CNICA%20-%20EQUIPO%20-%20GRUPO%20A.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

El objeto de esta Licencia consiste en el otorgamiento a la Licenciataria de la habilitación para la explotación del Servicio Licenciado.

Se considera distribuidor al prestador responsable de recibir el gas del transportista y abastecer a los consumidores a través de la red de distribución, hasta el medidor de consumo, dentro de una zona, entendiéndose por tal, una unidad geográfica delimitada. El distribuidor, en su carácter de tal, podrá realizar las operaciones de compra de gas natural pactando directamente con el productor o comercializador.<sup>23</sup>

La Licencia se otorga a la Licenciataria con carácter exclusivo, por un plazo de treinta y cinco (35) años contados desde la Fecha de Vigencia-. Esta exclusividad se refiere a la explotación del Sistema de Gasoductos y no impedirá al Estado Nacional, actuando a través de autoridad competente, otorgar otras licencias o autorizar otras modalidades jurídicas para la Distribución del de Gas por terceros a través de gasoductos que no formen parte de dicho Sistema de Gasoductos.<sup>24</sup>

Los Distribuidores tienen las tarifas reguladas igualmente que los transportistas. Esa regulación la emite ENARGAS mediante resoluciones que se encuentran a público conocimiento.

Las pautas básicas para la actualización de tarifas fueron establecidas inicialmente en la **Ley 24.076** (sección IX – Tarifas), en su **Decreto Reglamentario (1738/92)** y en las **Reglas Básicas de la Licencia de Distribución** (Artículo IX – Reglamento de Servicio y Tarifas).<sup>25</sup>

---

<sup>23</sup> Fuente: ENARGAS Ente Nacional Regulador del Gas año 2021, Buenos Aires  
<https://www.enargas.gob.ar/secciones/normativa/pdf/ley24076.pdf>

<sup>24</sup> Fuente: elaboración propia con base en datos de ENARGAS [www.enargas.gob.ar](http://www.enargas.gob.ar)

<sup>25</sup> <https://www.enargas.gob.ar/secciones/publicaciones/divulgacion-tecnica/pdf/tarifas-gas.pdf>

Las tarifas de Distribución se componen de un elemento variable, el cargo por metro cúbico de consumo, y los elementos fijos, entre los que se pueden encontrar: el cargo fijo por factura y el cargo por metro cúbico de capacidad reservada, que es un cargo mensual por cada metro cubico diario de capacidad de transporte reservada por GRANDES USUARIOS o GNC a la distribuidora zonal.

A partir del noviembre 2019 se aprobaron nuevas tarifas para los Distribuidores. Quedando vigentes los siguientes valores por ejemplo de las siguientes licenciatarias Naturgy BAN S.A., Litoral Gas y Metrogas S.A.

Tarifas de distribución a usuarios P3 (Consumos mayores a 180.000 m<sup>3</sup> x día) G 0 A 5000 M<sup>3</sup> x día o más de 5000m<sup>3</sup> x día

#### Cuadro 5

##### Tarifas de distribución Naturgy BAN S.A en pesos argentinos.

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA		BUENOS AIRES NORTE
Cargo Fijo por Factura	P3		13879,249545
	G		13877,836486
	ID		27570,064172
	FD		27570,064172
	IT		27570,064172
	FT		27570,064172
Cargo por m <sup>3</sup> de Consumo	P3	0 a 1000 m <sup>3</sup>	1,264012
		1001 a 9000 m <sup>3</sup>	1,024451
		más de 9000 m <sup>3</sup>	0,784864
	G	0 a 5000 m <sup>3</sup>	0,531107
		más de 5000 m <sup>3</sup>	0,389949
	ID		1,015125
	FD		0,503524
	IT		0,816042
FT		0,304441	

Fuente: ENARGAS Ente Nacional Regulador del Gas en Año 2019. Buenos Aires  
<https://www.enargas.gov.ar/secciones/publicaciones/divulgacion-tecnica/pdf/tarifas-gas.pdf>

### Cuadro 6

#### Tarifas de distribución Metrogas S.A en pesos argentinos.

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	CAPITAL FEDERAL	BUENOS AIRES	
Cargo Fijo	P3	12781,835189	12782,549370	
	G	12778,309342	12779,005330	
	ID	25428,190834	25428,920808	
	FD	25428,190834	25428,920808	
	IT	25428,190834	25428,920808	
	FT	25428,190834	25428,920808	
Cargo por m3 de Consumo	P3	0 a 1000 m3	1,363322	1,726143
		1001 a 9000 m3	1,170590	1,506097
		más de 9000 m3	0,977879	1,286076
	G	0 a 5000 m3	0,193291	0,213267
		más de 5000 m3	0,119630	0,139228
	ID	0,417520	0,444803	
	FD	0,140403	0,160127	
	IT	0,327398	0,354227	
	FT	0,050294	0,069550	

Fuente: ENARGAS Ente Nacional Regulador del Gas en Año 2019. Buenos Aires  
<https://www.enargas.gov.ar/secciones/publicaciones/divulgacion-tecnica/pdf/tarifas-gas.pdf>

### Cuadro 7

#### Tarifas de distribución Litoral Gas S.A. en pesos argentinos.

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	BUENOS AIRES	SANTA FE	
Cargo Fijo por Factura	P3	11960,813808	11959,545144	
	G	11954,429243	11953,127097	
	ID	23788,098264	23786,732522	
	FD	23788,098264	23786,732522	
	IT	23788,098264	23786,732522	
	FT	23788,098264	23786,732522	
Cargo por m3 de Consumo	P3	0 a 1000 m3	1,018323	0,954960
		1001 a 9000 m3	0,870312	0,808447
		más de 9000 m3	0,722284	0,661914
	G	0 a 5000 m3	0,192263	0,168005
		más de 5000 m3	0,134557	0,110878
	ID	0,330294	0,301223	
	FD	0,122835	0,099253	
	IT	0,245552	0,217355	
FT	0,038093	0,015383		

Fuente: <https://wss.enargas.gov.ar:9092/service.aspx/ObtenerArchivo?Tipo=8&Numero=714&Año=2019>

### 4.3 Tipos de demanda de gas

Los distintos tipos de demanda se pueden clasificar teniendo en cuenta las categorías de clientes: residencial, comercial y grandes consumos.

Dentro de los grandes consumos se identifican las industrias, las generadoras de energía eléctrica (usinas) y las estaciones de gas natural comprimido para consumo vehicular (GNC).

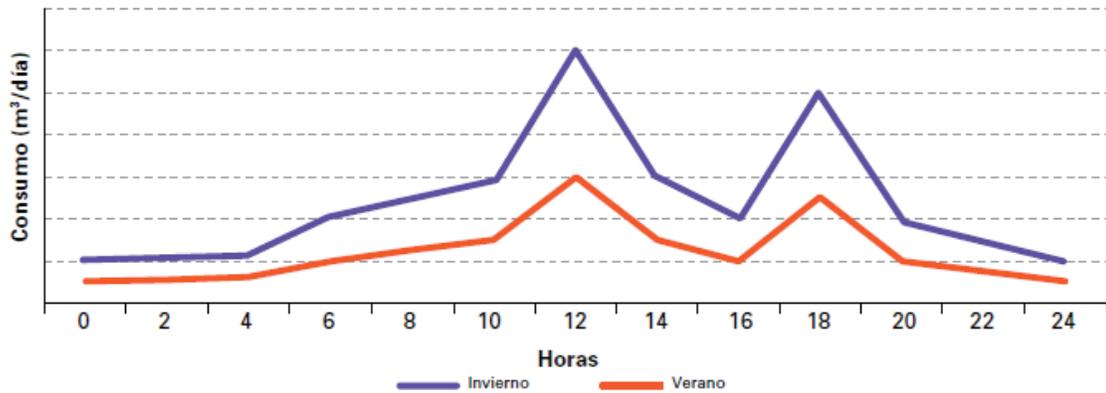
Estos tipos de clientes presentan características bien diferenciadas de consumo en cuanto a su variabilidad, la cual puede ser diaria o estacional. El consumo asociado con los clientes residenciales es el que presenta mayor variabilidad diaria y estacional, particularmente en regiones con grandes diferencias térmicas entre el día y la noche, y entre invierno y verano. El mismo presenta picos de consumo durante ciertas horas del día, como así también incrementos de consideración en épocas invernales.<sup>26</sup>

---

<sup>26</sup> Fuente: Patricia Laura Carcagno (2014) “IAPG | Aspectos técnicos, estratégicos y económicos del transporte y la distribución de gas.” 1a ed. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires : Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2014.

### Gráfico 19

Tendencias por hora del consumo de gas residencial en Argentina, consumo promedio por horas.



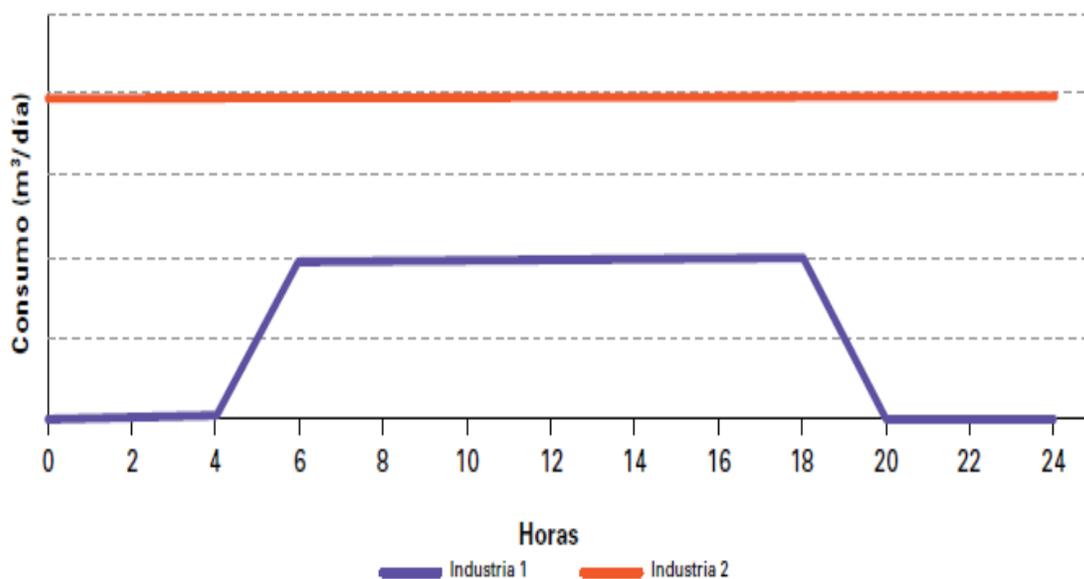
Fuente: Patricia Laura Carcagno (2014) “IAPG | Aspectos técnicos, estratégicos y económicos del transporte y la distribución de gas.” 1a ed. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires : Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2014

Las demandas asociadas con los consumos comerciales e industriales están vinculadas con el tipo de actividad que realiza cada uno. Así, por ejemplo, podemos encontrar demandas industriales que poseen consumos constantes durante todo el día o en un lapso de este, como así también demandas.<sup>27</sup>

<sup>27</sup> Fuente: Patricia Laura Carcagno (2014) “IAPG | Aspectos técnicos, estratégicos y económicos del transporte y la distribución de gas.” 1a ed. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires : Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2014.

## Gráfico 20

### Tendencias por hora del consumo de gas en Industrias en Argentina, consumo promedio por horas



Fuente: Patricia Laura Carcagno (2014) “IAPG | Aspectos técnicos, estratégicos y económicos del transporte y la distribución de gas.” 1a ed. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires : Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2014

Los consumos asociados con las generadoras de energía eléctrica, junto con las grandes industrias, debido a los altos volúmenes que consumen, funcionan como almacenajes virtuales de gas en invierno. Como consecuencia de la ausencia de almacenaje físico suficiente en invierno, estos consumidores sufren interrupciones del servicio de gas, ya que tienen la posibilidad de consumir combustibles alternativos. Este tipo de servicio, que se denomina interrumpible, tiene una tarifa de transporte de menor valor comparada con aquellos consumos que no se pueden interrumpir.<sup>28</sup>

<sup>28</sup> Fuente: Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas. Secretaría de Política Económica y Planificación del Desarrollo – Dirección Nacional de Planificación Sectorial. Julio 2016 - [https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/sspe\\_cadena\\_de\\_valor\\_hidrocarburos.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/sspe_cadena_de_valor_hidrocarburos.pdf).

### **Principales participantes en la demanda.**

El mercado mayorista de gas natural en boca de pozo o en punto de inyección al gasoducto está configurado por los productores de gas natural por el lado de la oferta. La demanda está compuesta por empresas distribuidoras, comercializadoras y aquellos clientes con requerimientos mayores a 5000 m<sup>3</sup> /día.

Las empresas distribuidoras actúan como agente de compra exclusivo de los consumidores con requerimientos menores a 5000 m<sup>3</sup> /día, que tienen una demanda fuertemente inelástica.

Estos consumidores se denominan residenciales y tienen la tarifa de transporte y distribución regulada por ENARGAS. -<sup>29</sup>

#### **4.4 Evolución de la demanda**

En los siguientes 2 cuadros, se muestra en forma sintética la evolución del gas entregado por destino del consumo, para los años 1993, 2014 y 2019.

Se verifica un aumento en el sector Industrial, pasando del 18 MM m<sup>3</sup>/día de 9300 Kcal en el año 1993 a 32,68 MM m<sup>3</sup>/día de 9300 Kcal. en el año 2019

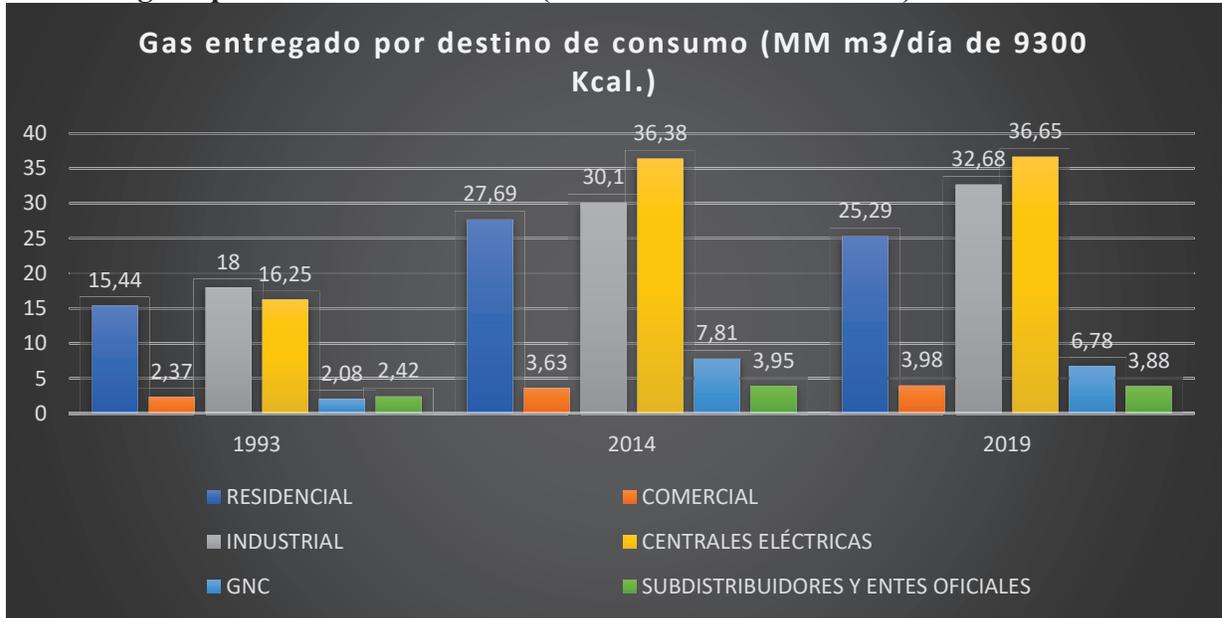
En conjunto entre las centrales eléctricas y el sector industrial suman el 63% del consumo de gas en el año 2019.

---

<sup>29</sup> Fuente. Diego Bondorevsky y Diego Petrecolla. Año 2019 Estructura del mercado de gas natural en Argentina e integración energética regional. Texto 29. Centro de Estudios Económicos de la Regulación.

Gráfico 21

Gas entregado por destino de consumo (MM m3/día de 9300 Kcal.)

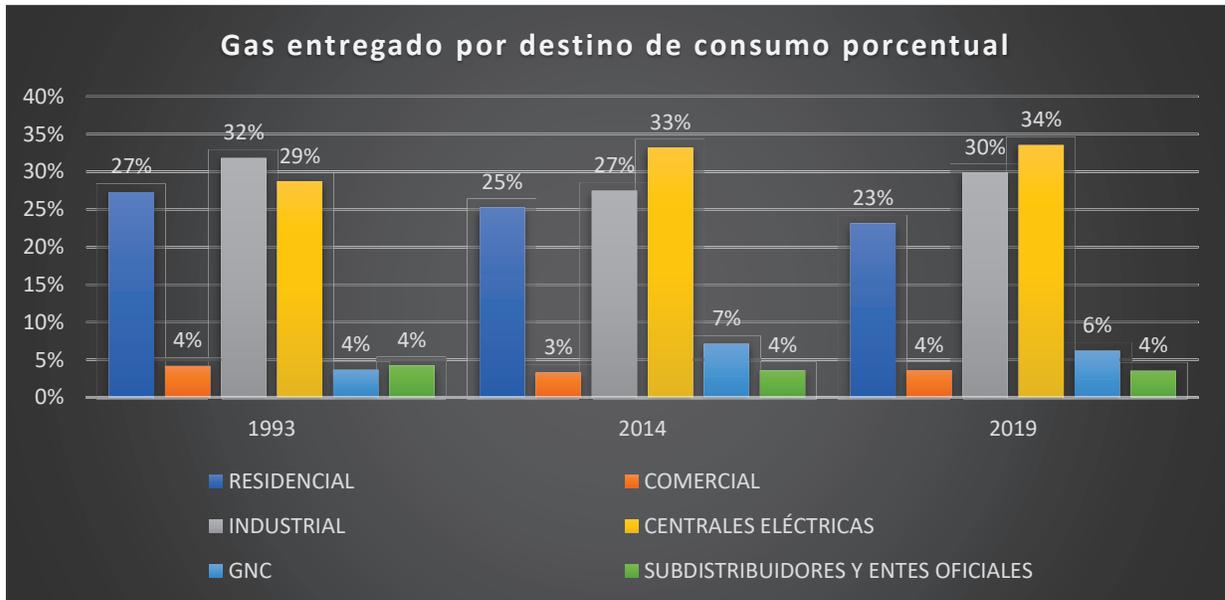


Fuente: elaboración propia con datos del portal Integración Energética Argentina <http://www.ieasa.com.ar/>

En conjunto entre las centrales eléctricas y el sector industrial suman el 63% del consumo de gas en el año 2019.

Gráfico 22

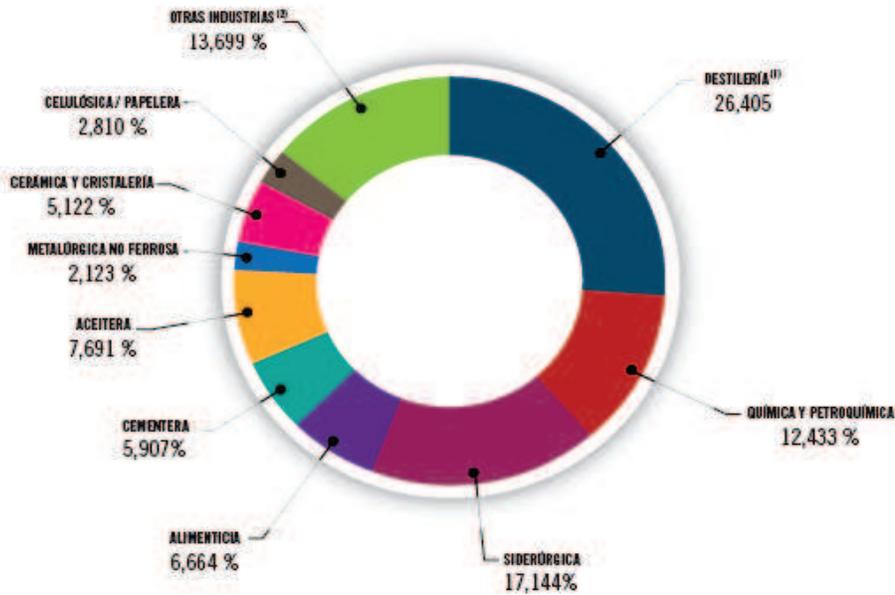
Gas entregado por destino de consumo porcentual



Fuente: elaboración propia con datos del portal Integración energética Argentina <http://www.icasa.com.ar/>

Gráfico 23

Industria manufacturera: grandes usuarios. Consumo de gas por rama de actividad año 2019



Fuente: Integración energética. Año 2019. Buenos Aires, Argentina <http://www.icasa.com.ar/>

En el gráfico N° 24 se presenta un cuadro con detalle de los Sectores económicos que consumen gas natural, sus aplicaciones y procesos y con qué energía se puede reemplazar en caso de corte de Suministro dentro de la demanda Industrial. -

Dentro de territorio argentino podemos clasificarlos de la siguiente forma, sector industrial, Comercios y Servicios, Energía, residencial y de transporte de pasajeros. En cada caso como se detalla en el cuadro, ante una interrupción del abastecimiento de gas, que opciones puede considerar en su reemplazo para sus aplicaciones y procesos.

Las alternativas principales son, el fuel oil, electricidad, biomasa, GLP, Gas licuado, querosén, etc.

### Cuadro 8

Sector	Aplicaciones / Procesos	Energía y/o combustible que puede sustituir
Industrial	Generación de vapor	Carbón
	Industria de alimentos	Electricidad
	Secado	GLP
	Cocción de productos cerámicos	Diesel
	Fundición de metales	Fuel oil
	Tratamientos térmicos	Kerosén
	Temple y recocido de metales	Leña
	Ingenios azucareros	Biomasa
	Cementeras	
	Generación eléctrica	
	Producción de petroquímicos	
	Sistema de calefacción	
	Hornos de fusión	
Comercio y Servicios	Calefacción central	Electricidad
	Aire acondicionado	Fuel Oil
	Cocción/ preparación de alimentos	Gas licuado
	Agua caliente	Kerosén
Energía	Cogeneración eléctrica	Carbón – Fuel oil
	Centrales térmicas	
Residencial	Cocina	Electricidad
	Calefacción	Gas licuado
	Agua caliente	Kerosén
	Aire acondicionado	Leña
Transporte de pasajeros	Automóviles GNC	Combustibles líquidos
	Ómnibus GNC	

Fuente: Patricia Laura Carcagno (2014) “IAPG | Aspectos técnicos, estratégicos y económicos del transporte y la distribución de gas.” 1a ed. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires : Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2014.

## 5. Comercialización del gas natural.

La comercialización del gas natural en la Argentina no había sufrido demasiadas modificaciones desde la privatización del *upstream* y de los sectores de transporte y distribución durante las últimas dos décadas del siglo pasado. En los últimos 13 años, la mayor parte del gas natural se ha vendido mediante contratos de mediano y largo plazo celebrados entre productores y distribuidores o grandes usuarios con la intermediación en muchos casos de los comercializadores.<sup>30</sup>

Desde comienzos de 2004 el marco regulatorio del gas natural ha sufrido diversas modificaciones que procuran mitigar los efectos adversos que sufrió la industria del gas con motivo de la devaluación y las medidas de emergencia adoptadas por el gobierno en el año 2002. Mientras algunas de las nuevas regulaciones se dictaron con el objeto de mejorar la infraestructura de transporte y asegurar el abastecimiento a ciertos consumidores protegidos, otras medidas, como la creación del MEG, procuran hacer más transparente, eficiente y competitiva a la industria del gas natural.

El esquema regulatorio original contemplaba la posibilidad de que un gran usuario ejerciera su derecho a adquirir gas directamente a un productor o comercializador denominado “**unbundling**”. Esta modalidad de compra fue modificada a partir del dictado de la Resolución SE N° 752/05 y normas complementarias, mediante las que estableció la obligatoriedad de adquirir el gas en forma DIRECTA a productores o comercializadores

---

<sup>30</sup> Fuente: Marval, año 2020 <https://www.marval.com/publicacion/argentina-inaugura-una-nueva-forma-de-comercializar-gas-natural-el-mercado-electronico-de-gas-5155>

para determinados segmentos de usuarios de grandes consumos Grandes Usuarios

(industrias, centrales eléctricas); Pequeñas Industrias y estaciones de GNC.<sup>31</sup>

De este modo, dichos usuarios adquieren el gas en forma directa a los productores o comercializadores y el servicio de transporte y distribución, a la distribuidora zonal, o bien, contratan el transporte con una transportadora y el servicio de distribución con la distribuidora zonal, modalidad de comercialización denominada **by pass comercial**.<sup>32</sup>

Asimismo, de acuerdo con lo previsto en el Marco Regulatorio de la Industria del Gas, los grandes usuarios pueden también optar por desvincularse totalmente de la distribuidora, construyendo sus propios ductos con conexión directa al sistema de transporte, modalidad que se denomina **By pass físico**. A tener en cuenta en estas cosas que los usuarios deben tener en cuenta los costos de inversión y mantenimiento de los gasoductos hasta su ubicación.

Por otra parte, existen los **Subdistribuidores** de gas (en el gráfico 23 denominado “venta gas usuarios distribuidoras”) que opera cañerías de gas que conectan el sistema de transporte de un Transportista o el sistema de distribución de una Distribuidora, con un grupo de usuarios, autorizado por la Autoridad Regulatoria para actuar como Subdistribuidor. -

En el siguiente gráfico, se describe la evolución del año 2014 y 2019 de acuerdo con la modalidad de comercialización.

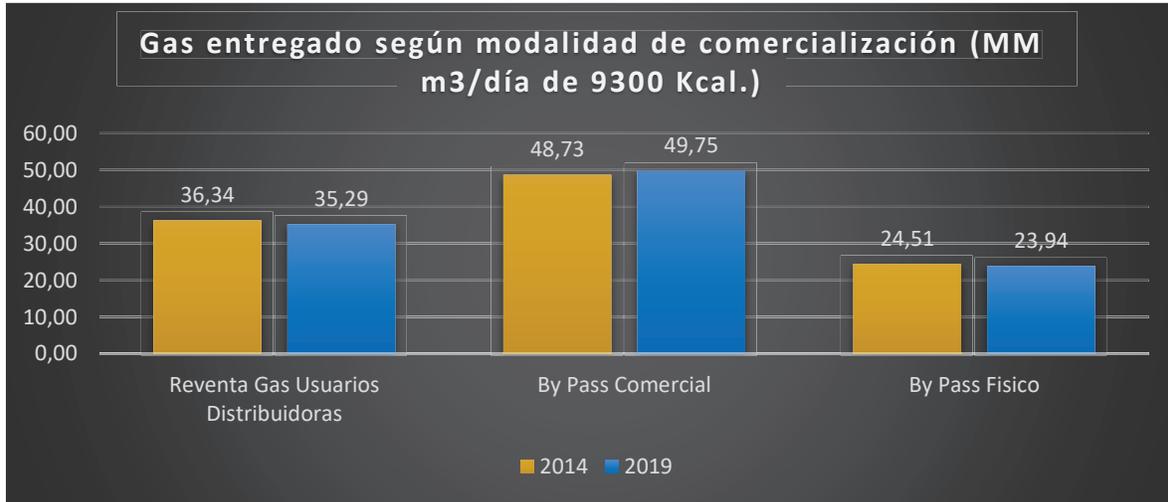
---

<sup>31</sup> Estructura del mercado de gas natural Enargas. Año 2019 [www.enargas.com.ar](http://www.enargas.com.ar)

<sup>32</sup> Estructura del mercado de gas natural Enargas. Año 2019 [www.enargas.com.ar](http://www.enargas.com.ar)

Gráfico 24

Gas entregado según modalidad de comercialización (MM m3/día de 9300 Kcal.)



Fuente: Elaboración propia con datos de Enarsa <http://www.ieasa.com.ar/>

### 5.1 Estímulos del gobierno a la producción de gas natural: Plan Gas

Se crearon 4 “Plan Gas” con modificaciones a lo largo del tiempo, con el fin de incentivar inversiones.

El propósito del Plan Gas 1 fue reducir la brecha existente entre la producción y el consumo de gas natural mediante incentivos a las empresas para que incrementen su producción en el corto plazo y estímulos a la inversión en exploración y explotación que permitan recuperar reservas a mediano y largo plazo.

El **Plan Gas 1** fue un mecanismo de compensaciones económicas abonadas por el Estado Nacional con recursos del Tesoro a las empresas inscriptas en el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas que comprometían inversiones e incrementen su inyección total de gas natural por encima de ciertos niveles que tienen en cuenta el declino natural de los yacimientos (Inyección Base Ajustada).

En el año 2013, nació el **Plan Gas 2** orientado a aquellos productores cuya inyección diaria promedio durante los últimos 6 meses fuese inferior a 3.500.000 m<sup>3</sup>/día o que no registren inyección.<sup>33</sup>

Las empresas productoras con esas características podían solicitar hasta el 31 de marzo de 2014 a la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, su inscripción en el Plan Gas 2. A tales efectos, debían presentar ante la Comisión, proyectos de inversión y metas de inyección. El compromiso de inyección debía alcanzar, como mínimo, el nivel de inyección promedio diario de los últimos 6 meses, ajustado en función del declino de los yacimientos que se refleja en una disminución de la inyección del 15% anual y acumulativa durante la vigencia del **Plan Gas 2**. A este parámetro se lo designa Inyección Base Ajustada para diferenciarlo de la Inyección Base que representa el promedio diario de inyección de los últimos 6 meses, sin considerar ningún declino.

Las empresas inscriptas en el Plan Gas 2 percibirían una compensación del Estado Nacional por los volúmenes de gas inyectados por encima de la Inyección Base Ajustada.

En el año 2018, se lanzó el **Plan Gas 3** denominado “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales”<sup>34</sup>

---

<sup>33</sup> Fuente Marval: año 2021 <https://marval.com/publicacion/gas-natural-regimenes-de-promocion-para-la-explotacion-de-hidrocarburos-plan-gas-y-plan-gas-ii-11768>

<sup>34</sup> Fuente Vaconfirma. Año 2017 [https://vaconfirma.com.ar/?articulos\\_seccion\\_719/id\\_2890/el-nuevo-plan-gas-es-exclusivo-para-la-cuenca-neuquina-y-abre-muchas-dudas](https://vaconfirma.com.ar/?articulos_seccion_719/id_2890/el-nuevo-plan-gas-es-exclusivo-para-la-cuenca-neuquina-y-abre-muchas-dudas)

El programa está dirigido exclusivamente a productores de tight<sup>35</sup> y shale gas de la Cuenca Neuquina, que al expirar el Plan Gas 1 y 2 en el año 2018, podrán continuar con el precio estímulo a la oferta.

Este estímulo fue equivalente a multiplicar la producción no convencional por la diferencia de precio entre una escala decreciente de 7,5 dólares el millón de BTU (MMBT) en 2018 y el precio promedio obtenido de ventas al mercado por gas proveniente de cualquier origen y cuenca. La cotización irá bajando 50 centavos de dólar por año hasta llegar a 6 dólares para el año 2021.<sup>36</sup>

Para acceder al beneficio, las petroleras debían presentar planes de inversión aprobados por la autoridad de aplicación provincial con la conformidad del Ministerio de Energía de la Nación.

Actualmente, a fines del 2020, el estado lanzó el **Plan Gas 4**, con vigencia hasta el año 2024. El principal objetivo es satisfacer la demanda de hidrocarburos manteniendo puestos de trabajo e incentivando el desarrollo de nuevos yacimientos. Con el fin de mantener la inversión en alza, ante la caída en la oferta en el año 2020 y poder asegurarse un mejor 2021 post pandemia COVID-19, se definen las siguientes condiciones comerciales.

- El plazo a 4 años para proyectos onshore<sup>37</sup> y a 8 años proyectos offshore<sup>38</sup>.

---

<sup>35</sup> Los reservorios tight requieren fracturas hidráulicas de menor magnitud que los shale y consecuentemente de menor costo

<sup>36</sup> Ídem 34.-

<sup>37</sup> Inversiones dentro del país.

<sup>38</sup> Inversiones fuera de Argentina.

- Los precios serán acordados con libre competencia entre los oferentes sujeto a condiciones de inversión y precio tope fijadas por el Estado.

**ESQUEMA COMPETITIVO:** Convoca por la Secretaría de Energía la firma de contratos directos entre:

- Productores y demanda prioritaria.
- Productores y usinas térmicas (CMMESA – Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico)

**Puntos clave del Plan Gas 4 dentro del marco Comercializable.**

- Habilita a los productores a comprometer hasta el 70% de su producción en la demanda prioritaria y Cammesa 
- El 30% del volumen restante se comercializará en el mercado no regulado (Industrias). 
- Se licitan **70 millones de m<sup>3</sup>/d de gas** que entran en el bloque base de 4 años, que no pueden no pueden representar más del 70% de la producción de las empresas
- Son tres cuencas productoras que abastecerán el gas.
  - A) Cuenca Neuquina, que tiene asignados 47,2 MMm<sup>3</sup>/d
  - B) Cuenca Austral 20 MMm<sup>3</sup>/d
  - C) Cuenca del Noroeste (NOA) 2,8MMm<sup>3</sup>/d
- Esto define un volumen mínimo a inyectar de 100 MM de m<sup>3</sup>/d, a partir de mayo de 2021.

<sup>39</sup> Fuente: Diego Rebissoni, Consultora Latin Energy Group: Año 2020 Informe: “Presentación Energía”

- Cada productor oferta un precio único que será el que percibirá a lo largo de los 4 años
- Se ha fijado precio máximo de 3,7 USD/MMBTU en NQN para los 4 años.

Factor de corrección:

-verano: **1,25**

-invierno: **0,82**

**Volúmenes adicionales de invierno tendrán un factor de ajuste de 1.3**

D) El orden de mérito resultante de la licitación define:

1. El ingreso en el bloque al precio ofertado.
2. El orden en el que se corta la inyección ante excedentes de oferta en períodos de baja demanda
3. La prioridad para exportar (de acuerdo con el volumen a contratar con CAMMESA).<sup>40</sup>

## **5.2 Exportaciones de gas natural.**

A partir de 2004, cuando la producción de gas de Argentina no logró cubrir la demanda interna, el gobierno nacional dispuso restricciones progresivas a las exportaciones y la suspensión del otorgamiento de nuevos permisos.

---

<sup>40</sup> Fuente: Diego Rebissoni, Consultora Latin Energy Group: Año 2020 Informe: “Presentación Energía”

Argentina dejó de exportar y años después debió recurrir a importaciones de gas de Bolivia y de gas extrarregional en la forma de Gas Natural Licuado (GNL), con un severo impacto sobre la balanza comercial.

Después de más de diez años de restricciones y suspensión del otorgamiento de nuevos permisos, en el año 2016 el Poder Ejecutivo introdujo modificaciones en la normativa sobre exportaciones de gas natural<sup>41</sup>, creando un régimen especial y limitado de intercambios temporarios, con compromiso de reimportación de la energía exportada. Este esquema implicaba que el concepto de “seguridad de abastecimiento” se antepone al de “autoabastecimiento”. Entre mediados de 2016 y principios de 2018, los modestos intercambios de gas natural entre Argentina y Chile tuvieron como objetivo mejorar la eficiencia del sistema gasífero regional mediante un régimen de asistencias recíprocas.<sup>42</sup>

En diciembre de 2017, Argentina y Chile suscribieron el Vigésimo Octavo Protocolo Adicional al Acuerdo de Complementación Económica N.º 16 (ACE 16), con el objetivo de establecer las condiciones para las operaciones de intercambio de gas natural y electricidad, destinadas a cubrir requerimientos temporales, sujetos a la compensación o devolución del recurso energético respectivo.<sup>43</sup>

Desde agosto de 2018 Argentina cuenta con un nuevo marco regulatorio<sup>44</sup> de las autorizaciones de exportación de gas natural, que promueve nuevas formas de intercambio

---

<sup>41</sup> Fuente: DECRETO NACIONAL 893/2016 BUENOS AIRES, 25 de Julio de 2016 [www.boletinoficial.gob.ar](http://www.boletinoficial.gob.ar) . Año 2016

<sup>42</sup> Fuente Marval. Año 2019 <https://www.energiaynegocios.com.ar/2019/01/la-vuelta-a-la-integracion-gasifera-argentina-chile-en-la-era-del-shale-gas/>

<sup>43</sup> Fuente Marval, año 2019 <https://marval.com/publicacion/gas-natural-regimenes-de-promocion-para-la-explotacion-de-hidrocarburos-plan-gas-y-plan-gas-ii-11768>

<sup>44</sup> Fuente Ministerio de Energía agosto 2018 Resolución 104/2018

entre los agentes y refleja la confianza del gobierno en los impactos positivos que traerán aparejadas las transacciones internacionales para el desarrollo de la producción y de la infraestructura nacionales.

En septiembre de 2018, Argentina volvió a exportar gas a Chile bajo la modalidad interrumpible. Por el crecimiento de la producción, las exportaciones vienen creciendo sostenidamente. Durante el primer semestre de 2019 se exportó un promedio de 5.9 millones de m<sup>3</sup> diarios, sumando los envíos a Chile, Brasil y Uruguay.<sup>45</sup>

En el año 2021, después de seis años, Argentina reanudó sus exportaciones de gas a Brasil con la puesta en funcionamiento de la Central Térmica Uruguiana (CTU), ubicada en el estado de Río Grande do Sul, lo que implica un hito importante en la integración energética entre ambos países.<sup>46</sup>

La puesta en funcionamiento de CTU, que pertenece a la empresa argentina SAESA, permite a nuestro país exportar hasta 2,4 millones de metros cúbicos de gas natural por día, cuando ese gas no es necesario para abastecer la demanda local. Cada día de operación de CTU implica para la Argentina un ingreso de divisas de hasta 500.000 dólares. Y un potencial ingreso de más de 100 millones de dólares al año si sólo se exportara fuera del invierno, periodo en que el gas es necesario para cubrir la demanda local.<sup>47</sup>

---

<sup>45</sup> Fuente Ministerio de Economía. Año 2019. <https://www.argentina.gob.ar/noticias/el-gobierno-autoriza-exportaciones-de-gas-en-firme-chile#:~:text=Ser%C3%A1n%20entre%20septiembre%20del%202019,10%20millones%20de%20m3%20diarios.&text=Durante%20el%20primer%20semestre%20de,a%20Chile%2C%20Brasil%20y%20Uruguay>

<sup>46</sup> Fuente Argentina, novedades. Año 2020. <https://www.argentina.gob.ar/noticias/argentina-vuelve-exportar-gas-brasil>

<sup>47</sup> Fuente Marval. Año 2013 <https://marval.com/publicacion/gas-natural-regimenes-de-promocion-para-la-explotacion-de-hidrocarburos-plan-gas-y-plan-gas-ii-11768>

La exportación de excedentes de gas argentino es provisoria y se estima que este proceso recién podrá consolidarse en los próximos meses a partir de febrero 2021, una vez que haya transcurrido el invierno y el Plan Gas comience a dar los resultados esperados, lo que permitirá que nuestro país inicie el camino hacia el autoabastecimiento, con la posibilidad de realizar exportaciones en firme tanto a Chile como a Uruguay y Brasil.

### **5.3 Contratos con clientes mayoristas.**

En el siguiente punto se define la etapa en el cual se debe enmarcar dentro de un contrato el acuerdo entre el productor o comercializador y el cliente que adquirirá el gas natural en su ubicación, para ello existen variables que deben quedar definidas en forma clara para evitar disconformidades a futuro entre las partes. Generalmente, se debe legalizar los contratos por parte de ambas partes, mediante firmas de los apoderados.

Una estructura simple de un contrato se puede resumir en los siguientes puntos:

- Lugar y fecha
- Partes involucradas (personas físicas o jurídicas)
- Objeto del contrato y vigencia.
- Obligaciones y responsabilidades de las partes.
- Condiciones de pago y entrega.
- Disposiciones especiales.
- Legislación aplicable y jurisdicción competente.
- Domicilios especiales
- Objeto: Cláusula en la cual el producto o servicio a entregar se especifica y determina con suficiente claridad, pormenorizando sus características esenciales.

- **Definiciones:** Cláusula mediante la cual se precisa el significado que deberá darse a ciertos términos, principalmente los de tipo técnico o los que podrían tener más de una interpretación.
- **Plazo/vigencia:** Cláusula en la que se especifica la fecha de inicio del contrato y la fecha de finalización, o el plazo de duración de este, como así también la posibilidad de renovación o continuidad. Los contratos pueden ser de corto plazo, o comúnmente llamados “spot” (de menos de un año), de mediano plazo (1 a 5 años) o de largo plazo (más de 5 años). Generalmente se realizan x 1 año calendario.
- **Cantidades:** Cláusula en la que se determina la cantidad de gas natural a ser suministrada por el Vendedor al Comprador en cada día, en cada mes y/o en cada año contractual; pudiendo ser fija o variable a lo largo del año contractual y/o del plazo del contrato; como así también pudiendo establecerse la opción de cantidades adicionales sin obligación para las partes.<sup>48</sup>
- **Precio/bonificaciones:** Es una de las cláusulas esenciales del contrato y la principal obligación del Comprador, la de pagar un precio cierto y en dinero por la mercadería, especificando el tipo de moneda a utilizar. En esta cláusula no solo se determina el precio del suministro, sino también los impuestos que deben adicionarse al precio; como así también la metodología y periodicidad de ajustes y/o revisión del precio. Se debe tener en cuenta que hay factores que inciden en la determinación del precio o en el otorgamiento de

---

<sup>48</sup> Elaboración propia, tomando muestra de un Contrato de una empresa Anónima con el productor PAN AMERICAN ENERGY

bonificaciones al precio, como ser las cantidades (si son pequeñas o grandes), la variación de estas a lo largo del año (si hay estacionalidad o contra estacionalidad).

Generalmente existen valores de invierno y verano.

- Punto de entrega: El lugar de medición y entrega de la mercadería es otro de los aspectos relevantes de un contrato; por ello, en esta cláusula se especifica con precisión el lugar donde será entregado el producto los elementos que se utilizarán para la medición de las cantidades entregadas y en el cual la transferencia de la titularidad y riesgo inherentes pasarán del Vendedor al Comprador.
- Condiciones de entrega: En esta cláusula se describen las especificaciones de calidad y demás condiciones técnicas que debe cumplir el gas en el punto de entrega, como así también el procedimiento de nominaciones y confirmaciones para el despacho diario.
- Facturación y forma de pago: Cláusula en la cual se indica la periodicidad de facturación; los documentos que deben entregarse, dónde y cuándo; la forma, moneda y fecha de pago; como así también la mora y los intereses punitivos.

#### **5.4 Oferentes del mercado argentino**

Este apartado es fundamental en el trabajo presentado, si bien en el punto Tipos de Extracción se describen los productores de gas natural que existen en Argentina, en el siguiente nos referimos exclusivamente a aquellos que venden directamente a cliente directos. Como también se detallan los comercializadores que se encuentran como opción de abastecimiento entre los productores y los clientes.

Los principales Productores de gas que ofrecen el servicio de compra de directa a grandes clientes son:

- **YPF S.A.**
- **TOTAL AUSTRAL**
- **TECPETROL**
- **PAN AMERICAN ENERGY**
- **PAMPA ENERGIA**
- **COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A**
- **PLUSPETROL S.A**

Por otra parte, existen los comercializadores. El Comercializador de gas natural es un agregado de valor necesario en la cadena productiva energética. Es el nexo entre el productor y la industria. Coordina con los segmentos intermedios, como transportistas y distribuidoras, para que el gas natural llegue de boca de pozo hasta la puerta de la industria. Esto permite que industrias y productores de gas puedan enfocarse en su negocio principal.

Su rol natural como agregado de demanda y por su vínculo directo con la oferta, el comercializador obtiene los precios más competitivos para las industrias a las que representa.

Además, el comercializador transforma las condiciones contractuales complejas e inflexibles en acuerdos simples y personalizados que se adaptan a la necesidad de cada industria.<sup>49</sup>

Las principales comercializadoras de Gas Natural en Argentina inscriptos en Enargas son:

- **Grupo Albanesi**
- **Gas Patagonia**
- **Trafigura S.A.**

---

<sup>49</sup> Fuente SAESA BUENA ENERGIA. Año 2020 <https://saenergia.com.ar/?m=area>

- **Gas Meridional**
- **Metroenergía**
- **Saesa**

### **5.5 Precio del gas en boca de pozo**

Tomaremos la evolución publicada en la página de la Secretaría de Energía por cuenca. En el cual podremos observar la caída del precio en USD, valorizado en Precio promedio ponderado. La negociación a través del MEGSA (Mercado electrónico de Gas) es bilateral, y las operaciones pueden ser celebradas directamente por los productores, usuarios y distribuidores, o a través de comercializadores o intermediarios.<sup>50</sup>

MEGSA es una entidad creada por la Bolsa de Comercio de Buenos Aires mediante un acuerdo firmado por el 9/11/2004 Resolución 1146/2004 Secretaría de Energía. Su objetivo es elaborar y operar instrumentos de negociación del gas natural además de registrar e informar sobre los diversos aspectos que hacen al funcionamiento de la industria. En definitiva: “Transparentar el funcionamiento físico y comercial de la industria del gas natural<sup>51</sup>.”

Los siguientes gráficos muestran la evolución ofertada por cuenca y total en desde abril 2020 hasta febrero 2021.-.

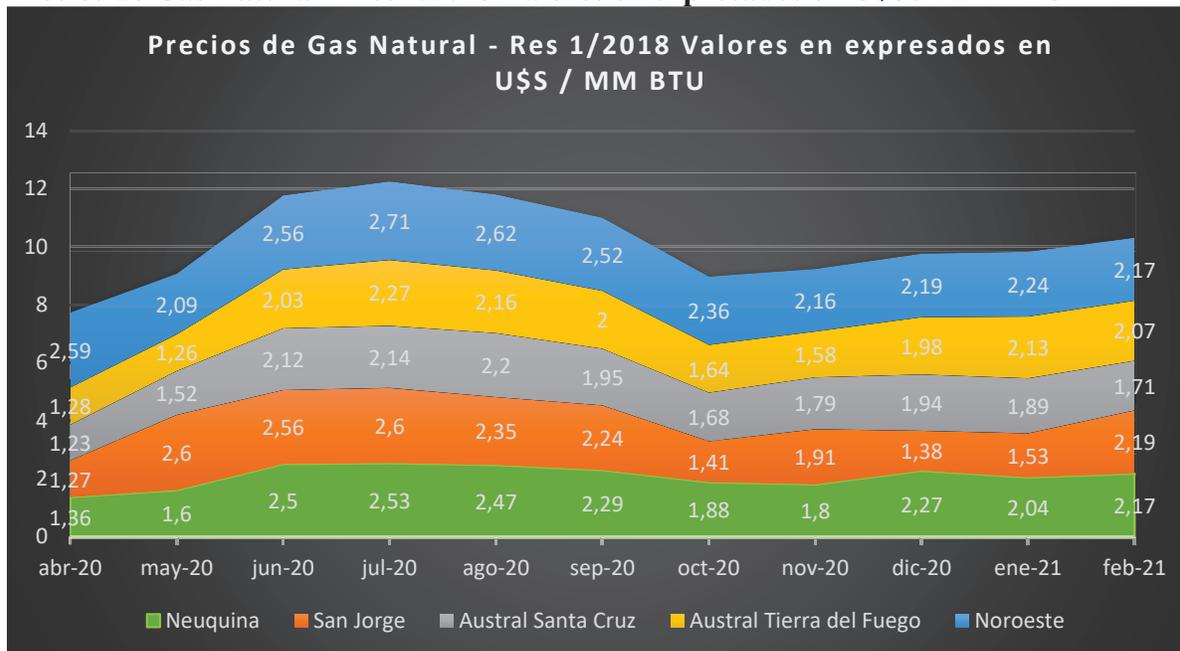
---

<sup>50</sup> Fuente MARVAL 2021 <https://www.marval.com>

<sup>51</sup> Fuente: año 2021. <https://www.megsa.ar/App/home>

Gráfico 25

Precios de Gas Natural - Res 1/2018 Valores en expresados en U\$S / MM BTU



Los precios correspondientes a los últimos dos períodos son provisionarios.<sup>52</sup>

Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía. Presidencia de la Nación.

[https://apps.se.gob.ar/viz\\_3/pgas.php](https://apps.se.gob.ar/viz_3/pgas.php)

Se entiende como contrato firme, o “a término”, a aquellos contratos de suministro cuya vigencia sea de al menos un período estacional (invernal y/o estival), en tanto se deberá entender como contrato interrumpible o “spot”, a aquellos contratos de suministro cuya vigencia sea inferior a un período estacional.<sup>53</sup>

Los precios corresponden a los efectivamente percibidos por los productores exclusivamente por las ventas de cantidades de gas natural de 9.300 Kcal/m<sup>3</sup>, de origen convencional y no convencional, puestas en los Puntos de Ingreso a los Sistemas de

<sup>52</sup> Fuente: año 2020. Precios de Gas Natural - Res 1/2018 [https://apps.se.gob.ar/viz\\_3/pgas.php](https://apps.se.gob.ar/viz_3/pgas.php)

<sup>53</sup> Fuente: año 2020 Precios de Gas Natural - Res 1/2018 [https://apps.se.gob.ar/viz\\_3/pgas.php](https://apps.se.gob.ar/viz_3/pgas.php)

Transporte y/o puntos previos a estos (sin incluir cargos por transporte, distribución, subsidios, impuestos o cargos financieros).

La evolución de los precios en dólares del gas en boca de pozo promedio es con tendencia en baja. Esa caída de los precios obedece a la competencia entre productoras para colocar su gas en un mercado caracterizado por una abundancia de suministro por las temperaturas templadas en el año 2020, y el impacto sobre la demanda del confinamiento social obligatorio para prevenir el coronavirus. Los segmentos industrial, comercial y generación eléctrica son los que más han bajado el consumo de gas.<sup>54</sup>

A partir del lanzamiento del Plan Gas 4 –diciembre 2020- se nota una tendencia en aumento de precios.

A modo informativo se confecciona el próximo gráfico N°25, en el cual se incluye 3 indicadores de mercado y su variación desde abril 2020 hasta febrero 2021.

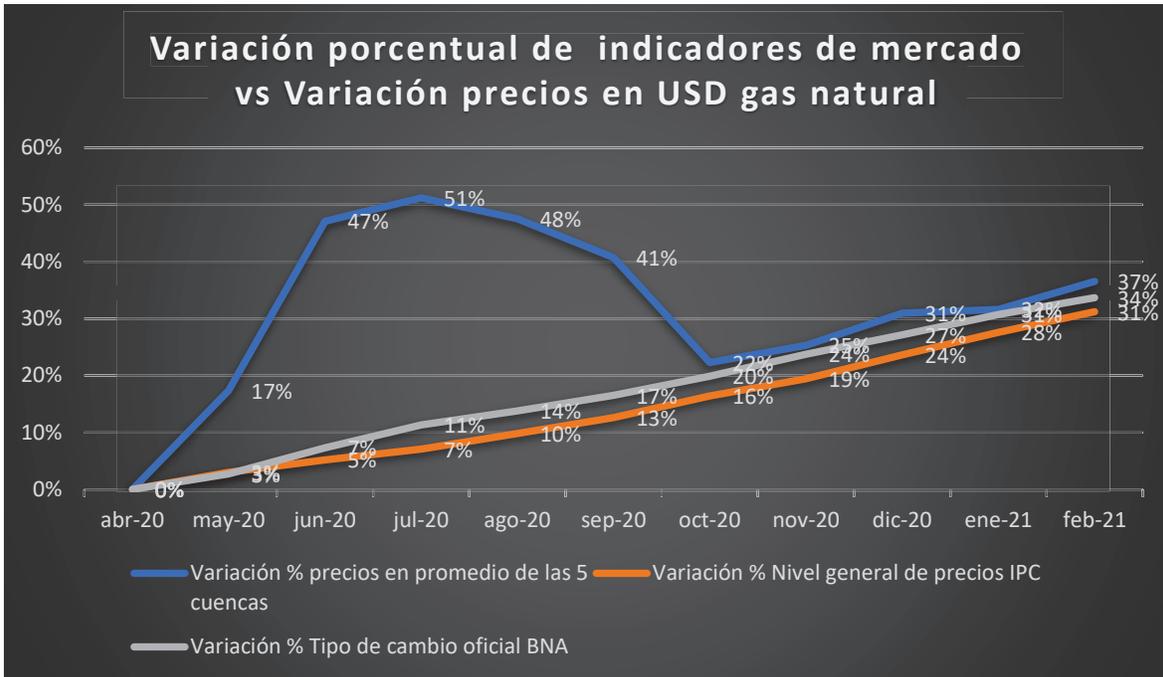
Por un lado, tenemos la tendencia del tipo de cambio oficial según la información histórica del Banco de la Nación Argentina. Por otro lado, la evolución porcentual del Índice del precio al consumidor en el mismo transcurso de tiempo. Y por último la línea promedio de los precios en USD /MMBTU de las cinco cuencas principales de Argentina (Neuquina, San Jorge, Austral Santa Cruz, Austral Tierra del Fuego y Noroeste)

---

<sup>54</sup> Fuente: año 2020 <https://mase.lmneuquen.com/rentabilidad/los-precios-del-gas-siguen-bajando-n700709>

Gráfico 26

Variación porcentual de indicadores de mercado vs Variación precios en USD gas natural



Fuente: Elaboración propia con datos de Banco de la Nación Argentina. Año 2021 <https://www.bna.com.ar/>  
 Fuente: Elaboración propia con datos del Indec. Año 2021 [https://www.indec.gob.ar/ftp/infografias/infografia\\_ipc\\_04\\_21.jpg](https://www.indec.gob.ar/ftp/infografias/infografia_ipc_04_21.jpg)  
 Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía. Presidencia de la Nación. Año 2021. [https://apps.se.gob.ar/viz\\_3/pgas.php](https://apps.se.gob.ar/viz_3/pgas.php)

En conclusión, se observa una tendencia alcista tanto para el valor del tipo de cambio del peso argentino con respecto al dólar, como del índice del precio al consumidor, por otra parte, se encuentran los precios del gas natural en baja para los meses de julio hasta octubre 2020, comenzando una alza a partir de noviembre 2020 continuado hasta febrero 2021. Y de esta forma se alinean a los otros 2 indicadores.

## 5.6 Composición del precio final del gas natural.

Las tarifas de gas natural para los usuarios de servicio completo incluyen tres (3) componentes:<sup>55</sup>

- **Precio del gas en boca de pozo**
- **Costo de Transporte**
- **Margen de Distribución**

Como ya se mencionó anteriormente los segmentos de transporte y distribución son regulados por ENARGAS, en tanto que el precio de gas en boca de pozo no es un componente regulado por este Organismo.<sup>56</sup>

Para el caso de los usuarios con “unbundling de gas (es decir, que aquellos que adquieren el gas en forma directa a productores o comercializadores), el costo del servicio de gas natural se integra, por un lado, por dos componentes regulados a saber:

El costo del transporte, el cual depende del mix de rutas de transporte contratado por el usuario, y el margen de distribución del servicio que se trate.

Es importante destacar en este caso que, al contratar el servicio a una Distribuidora, se deberá respetar los porcentajes de las rutas asignadas que tenga él, la combinatoria o mix de cuencas.

---

<sup>55</sup> Fuente: Estructura del mercado de gas natural Enargas. Año 2019. [www.enargas.gob.ar](http://www.enargas.gob.ar)

<sup>56</sup> Fuente: Ministerio de Hacienda y Finanzas Publicas. Secretaría de Política Económica y Planificación del Desarrollo – Dirección Nacional del Planificación sectorial. Julio 2016 - [https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/sspe\\_cadena\\_de\\_valor\\_hidrocarburos.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/sspe_cadena_de_valor_hidrocarburos.pdf).

Por ejemplo, al contratar un servicio de distribución a Litoral Gas, ubicado en la provincia de Santa Fe, los % de rutas serían los siguientes.

- **Transporte de Cuenca Neuquina 49,14%**
- **Transporte de Cuenca NOA 49,14%**
- **Transporte de Cuenca Austral 1,73%**

Valores año 2020.

Por otro lado, por un componente desregulado, conformado por el costo de gas natural adquirido por cuenta propia a Productores o Comercializadores.

En el siguiente cuadro (**Gráfico 27**) se muestra el costo de transporte incluido en las tarifas de los usuarios de gas con servicio completo, para clientes cautivos, el cual varía en función de la distancia entre el lugar de consumo y los yacimientos de origen del gas, el cual es trasladado por la Distribuidora al usuario final.<sup>57</sup>

Previo a ello definiremos los tipos de usuarios existentes y su clasificación.

#### **Categorías tarifarias del servicio de distribución de gas natural por redes<sup>58</sup>**

La prestación del servicio de distribución de gas puede realizarse en base firme o interrumpible.

**Firme:** es una característica del servicio brindado a los clientes que no prevee interrupción, salvo en situaciones de emergencia o fuerza mayor.

**Interrumpible:** es una característica que prevé y permite interrupciones mediante el correspondiente aviso de la empresa distribuidora de gas al cliente. Todos los servicios de

---

<sup>57</sup> Fuente: Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas. Secretaría de Política Económica y Planificación del Desarrollo – Dirección Nacional de Planificación Sectorial. Julio 2016 - [https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/sspe\\_cadena\\_de\\_valor\\_hidrocarburos.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/sspe_cadena_de_valor_hidrocarburos.pdf).

<sup>58</sup> Fuente: año 2021. <https://www.enargas.gob.ar/secciones/precios-y-tarifas/categorias-de-usuarios.php>

distribución de gas se realizan en base firme salvo los servicios ID e IT que, como su nombre lo indica, son servicios interrumpibles.

**Los servicios disponibles** son los siguientes de acuerdo al destino y consumo:

**Residencial:** Servicio con medidor individual separado para usos domésticos no comerciales.

**Servicio general "P" (SG-P):** Servicio para usos no domésticos en donde el cliente no tiene una cantidad contractual mínima (no hay un contrato de servicio de gas).

**Servicio General "G" (SG-G):** Servicio para usos no domésticos en donde el cliente ha celebrado un contrato de servicio de distribución y/o transporte de gas con una cantidad contractual mínima, la cual en ningún caso puede ser inferior a 1.000 m<sup>3</sup>/día durante un período no menor a un año.

**Gran Usuario "ID":** Servicio para un cliente que no utiliza el gas para usos domésticos y que no es una estación GNC, ni un subdistribuidor, siempre que haya celebrado un contrato de servicio de distribución de gas que incluya una cantidad mínima anual de 3.000.000 m<sup>3</sup>, y un plazo contractual no menor a doce meses en todos los casos. El servicio prestado es interrumpible.

**Gran Usuario "FD":** Servicio para un cliente que no utiliza el gas para usos domésticos y que no es una estación GNC, ni un subdistribuidor, siempre que haya celebrado un contrato de servicio de distribución y/o transporte de gas que incluya una cantidad mínima diaria contractual de 10.000 m<sup>3</sup> y un plazo contractual no menor a doce meses. En todos los casos, el servicio prestado se realiza sobre una base firme.

**SDB" (Subdistribuidor):** Servicio que se presta a un cliente que opera cañerías de gas que conectan el Sistema de Distribución de una Distribuidora con un grupo de usuarios

(excepción hecha del SDB de la ciudad de Paraná, conectado directamente a la red troncal de gasoductos de TGN). Para operar como SDB definitivo debe mediar una autorización de la Autoridad Regulatoria. El servicio se presta bajo contrato con modalidad firme.

**Gran Usuario FT:** Servicio que presta una Distribuidora a un cliente que no utiliza el gas para usos domésticos y que no es una estación GNC, ni un su distribuidor, siempre que haya celebrado un contrato que incluya una cantidad mínima diaria de 10.000 m<sup>3</sup>. Este servicio, que está disponible para cualquier cliente con conexión directa al Sistema de Transporte de una Transportista, se presta por contrato y se realiza sobre una base firme.

**Gran Usuario IT:** Servicio disponible para cualquier cliente de la Distribuidora con conexión directa al Sistema de Transporte. El cliente no debe utilizar el gas para usos domésticos ni ser una estación GNC, ni un subdistribuidor, y comprar una cantidad mínima contractual de 3.000.000 m<sup>3</sup>/año (y un plazo contractual no menor a doce meses). Como su nombre lo indica, el servicio se presta en condiciones de interrumpibilidad, es decir, que está sujeto a cortes y/o restricciones en situaciones de escasez o emergencia.

**GNC:** Servicio que se presta a una persona física o jurídica que expende gas natural comprimido para su uso como combustible para automotores y cuenta con un medidor individual separado. El servicio se presta bajo contrato con modalidad firme y/o interrumpible.<sup>59</sup>

---

<sup>59</sup> Fuente: 2021 <https://www.enargas.gob.ar/secciones/precios-y-tarifas/categorias-de-usuarios.php>

**Cuadro 9**
**Costo de transporte de gas natural incluido en tarifas por Distribuidora (\$/m3)**

DISTRIBUIDORA	SUBZONA TARIFARIA	ROTA DE TRANSPORTE	PORCENTAJE	TARIFA DE TRANSPORTE	COSTO PROM. TRANSPORTE
METROGAS S.A.	Metropolitana	TGS-Neuquén-GBA	54,1%	0,630531	0,898186 <sup>(M)</sup>
		TGN-Neuquén-GBA	14,2%	0,827278	
		TGS-Chubut-GBA	0,2%	0,682558	
		TGS-Santa Cruz-GBA	2,7%	0,981916	
		TGS-Tierra del Fuego-GBA	28,8%	1,067754	
GAS NEA S.A.	Entre Ríos y Corrientes	TGN-Norte-Entre Ríos	3,0%	1,223732	0,989503 <sup>(D)</sup>
		TGN-Neuquén-Entre Ríos	97,0%	0,982184	
REDENGAS S.A.	Entre Ríos	TGN-Norte-Aldea Brasileira	11,0%	0,991389	0,776385
		TGN-Neuquén-Aldea Brasileira	89,0%	0,749841	
NATURGY BAN S.A.	Buenos Aires Norte	TGN-Norte-GBA	4,0%	1,095966	0,726186
		TGS-Neuquén-GBA	62,0%	0,630531	
		TGN-Neuquén-GBA	26,0%	0,827278	
		TGS-Chubut-GBA	1,7%	0,682558	
		TGS-Santa Cruz-GBA	3,0%	0,981916	
LITORAL GAS S.A.	Litoral	TGN-Norte-Litoral	46,8%	0,925087	0,834988 <sup>(M)</sup>
		TGN-Neuquén-Litoral	45,9%	0,679550	
		TGS-Tierra del Fuego-GBA <sup>(M)</sup>	7,4%	1,229516	
CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.	Buenos Aires	TGS-Neuquén-Buenos Aires	65,9%	0,514779	0,624856
		TGS-Chubut-Buenos Aires	7,1%	0,572469	
		TGS-Santa Cruz-Buenos Aires	6,0%	0,865458	
		TGS-Tierra del Fuego-Buenos Aires	18,5%	0,951653	
		TGN-Neuquén-Litoral	2,6%	0,679550	
	Bahía Blanca	TGS-Neuquén-Bahía Blanca	47,4%	0,380110	0,605673
		TGS-Santa Cruz-Bahía Blanca	2,7%	0,726724	
		TGS-Tierra del Fuego-Bahía Blanca	49,9%	0,813371	
	La Pampa Norte	TGS-Neuquén-Buenos Aires	67,6%	0,514779	0,623398
		TGS-Chubut-Buenos Aires	7,3%	0,572469	
TGS-Santa Cruz-Buenos Aires		6,1%	0,865458		
TGS-Tierra del Fuego-Buenos Aires		19,0%	0,951653		
DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.	Centro	TGN-Neuquén-Central Sur	15,6%	0,472732	0,682912 <sup>(M)</sup>
		TGN-Norte-Central	63,4%	0,709022	
		TGN-Neuquén-Litoral <sup>(M)</sup>	21,0%	0,760431	
DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.	Cuyo	TGN-Neuquén-Cuyana	100,0%	0,465043	0,465043
GASNOR S.A.	Salta y Puna	TGN-Norte-Salta	100,0%	0,180442	0,180442
	Tucumán	TGN-Norte-Tucumán	100,0%	0,381408	0,381408
CAMUZZI GAS DEL SUR S.A.	Neuquén	TGS-Neuquén-Neuquén	100,0%	0,078258	0,078258
		Santa Cruz Sur	TGS-Santa Cruz-Santa Cruz Sur	32,0%	
	TGS-Tierra del Fuego-Santa Cruz Sur		68,0%	0,176691	
	Chubut Sur	TGS-Chubut-Chubut Sur	56,5%	0,088072	0,221307
		TGS-Santa Cruz-Chubut Sur	27,7%	0,362430	
		TGS-Tierra del Fuego-Chubut Sur	15,8%	0,450714	
	Buenos Aires Sur	TGS-Chubut-Bs. As. Sur	35,7%	0,165137	0,390731 <sup>(M)</sup>
		TGS-Santa Cruz-Bs. As. Sur	5,7%	0,442891	
		TGS-Tierra del Fuego-Bs. As. Sur	43,2%	0,531003	
		TGS-Neuquén-Bs. As. Sur <sup>(M)</sup>	15,4%	0,501276	
Cordillerano	TGS-Neuquén-Neuquén	100,0%	0,078258	0,078258	

 Fuente: Estructura del mercado de gas natural Enargas. Año 2019 [www.enargas.gob.ar](http://www.enargas.gob.ar)

En lo que respecta a la estructura tarifario, se mantienen vigente los principios tarifarios definidos en el esquema regulatorio, tal cual vimos en el capítulo Transporte.

Las tarifas de gas que abonan los usuarios finales disminuyen a medida que se reducen las distancias entre los lugares de consumo y los yacimientos, producto de un menor costo de transporte.

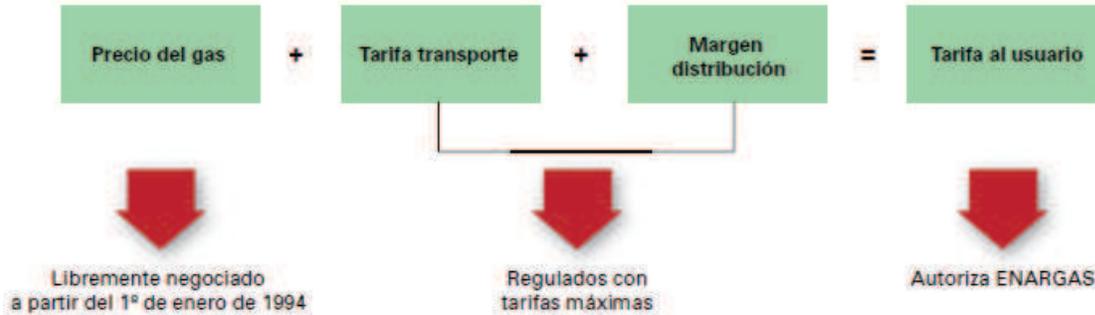
Los servicios firmes exhiben tarifas superiores a las de los interrumpibles.

El costo del servicio para los Grandes Usuarios conectados directamente a los troncales (by pass físicos) es menor que el abonar aquellos conectados a las redes de distribución.

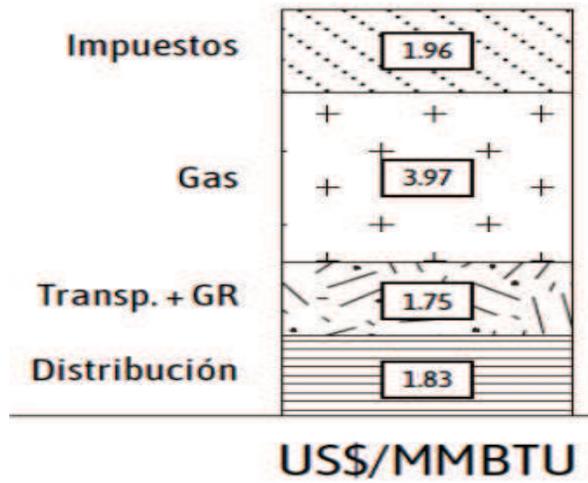
Para poder analizar el valor de la tarifa podemos discriminar las partes que forman el precio. A modo de ejemplo podríamos tomar la siguiente distribución.

Gráfico 27

Composición del precio del gas natural.



Fuente: año 2020. Sitio Web [www.enargas.gob.ar](http://www.enargas.gob.ar)



Fuente: <https://farn.org.ar/iafonline2019/articulos/tarifas-de-gas-natural-2019-bajo-el-signo-del-dolar-la-subasta-y-los-productores/>

Por su parte, el precio del gas en boca de pozo debería surgir de contratos celebrados entre las distribuidoras y los productores. La existencia de un mercado competitivo con abundancia de oferentes es condición necesaria para que se establezcan

precios de mercado que puedan ser transferidos a los usuarios en un mecanismo conocido como “pass-through”<sup>60</sup>-

## 6.- Consideraciones finales

En modo de resumen haremos un repaso de las principales consideraciones de los temas abarcados.

La cadena de valor del Gas Natural en Argentina, llevo un estudio desde la extracción del recurso natural, la producción, el transporte, la distribución y comercialización de este, hasta llegar a la empresa u organización demandante.

Dentro del mismo fue importante reconocer cuáles son las reservas de valor que existen, delimitado por las cuencas vigentes en la actualidad. Como se produce el gas, quienes son los productores de realizar la extracción y el modo de comercializarlo. Otro punto que consideré a desarrollar fue la demanda del mercado de gas y cuáles son las alternativas y rubros que lo utilizan, así como las exportaciones y los planes gas fomentados por el Gobierno, con el objetivo de aumentar las inversiones en la producción a lo largo de los años, teniendo en cuenta lo valioso de este recurso tanto para la balanza comercial como para el abastecimiento de una Pyme.

---

<sup>60</sup> Fuente: Patricia Laura Carcagno (2014) “IAPG | Aspectos técnicos, estratégicos y económicos del transporte y la distribución de gas.” 1a ed. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires : Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2014.

También realicé un detalle de los transportistas y los distribuidores del gas, inmersos en un mercado de precios regulados que consideramos para nuestro análisis posterior.

Finalmente, tomé un ejemplo real de una empresa anónima y se llevó a cabo una investigación de los cargos que debe afrontar para su producción y cual sería sus ventajas y desventajas para la toma de decisión, ya sea comprando gas directo al productor o comercializador. En la matriz realizada se presentó los valores y un panorama de precios y condiciones ofrecidas por cada uno, armado de contratos con los oferentes y las distribuidoras.

Desde mi punto de vista, el trabajo cuenta con las herramientas vigentes al año 2021, para entender la cadena de valor de gas y realizar un aporte para una organización que sea demandante de energía en gas natural.

Igualmente, ante un mercado cambiante tanto a nivel de producción, demanda y precios como se observó a lo largo de los últimos 10 años, es fundamental mantenerse actualizado e informado sobre cambios en el mercado regulado como en el libre, que proporcione conocimiento antes de una toma de decisión.

## Bibliografía BASES DE DATOS Y PÁGINAS WEB CONSULTADAS

- Patricia Laura Carcagno (2014)“IAPG | Aspectos técnicos, estratégicos y económicos del transporte y la distribución de gas.” 1a ed. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires : Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2014.
- Empresa de energía Tecpetrol. Año 2020. Buenos Aires Argentina  
<https://www.tecpetrol.com/>. (s.f). <https://www.tecpetrol.com/>
- Lic. Julián Rojo, Instituto Argentino de Energía “Gral. Mosconi” Marzo 2020. Buenos Aires, Argentina. <https://web.iae.org.ar/wp-content/uploads/2020/03/Informe-anual-de-hidrocarburos-2019-IAE-Mosconi-.pdf>
- SAE Energia. Actualizado año 2021. Buenos Aires Argentina  
<https://saenergia.com.ar/>
- Ministerio de Hacienda y Finanzas Publicas. Secretaría de Política Económica y Planificación del Desarrollo. Año 2021. Buenos Aires Argentina  
<http://www.energia.gob.ar>
- Portal oficial del Estado argentino. Datos. Año 2021. Buenos Aires Argentina,  
<https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/infoleg/res714.pdf>
- Diego Rebissoni, Consultora Latin Energy Group: Año 2020 Informe: “Presentación Energía” presentado a empresa Anonima del mercado Aceitero. Buenos Aires Argentina.
- ENARGAS Ente Nacional Regulador del Gas. Año 2021, Buenos Aires Argentina.  
[www.enargas.gob.ar](http://www.enargas.gob.ar)
- Integración Energética Argentina. Año 2020. Buenos Aires Argentina.  
<http://www.ieasa.com.ar/>

- Ente Nacional Regulador de Gas. Año 2019. Buenos Aires, Argentina  
<https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-714-2019-331384/texto>
- Litoral Gas. Año 2021. Buenos Aires. Argentina <https://www.litoral-gas.com.ar/site/>
- Diego Bondorevsky y Diego Petrecolla. Año 2019 "Estructura del mercado de gas natural en Argentina e integración energética regional" Texto 29. Editorial Centro de Estudios Económicos de la Regulación. Buenos Aires. Argentina
- Balbina Griffa. UNSAM. Marzo 2021 Fuente: Texto complementario – Capitulo 7 Reservas y definición. Buenos Aires. Argentina
- Bolsa de Comercio de Rosario. Año 2020. Rosario, Argentina @bcrmercados en base a datos de Secretaría de Energía.
- Decreto Nacional N° 893/2016, 25 de Julio de 2016, Buenos Aires, Argentina  
[www.boletinoficial.gob.ar](http://www.boletinoficial.gob.ar)
- Vaconfirma. Año 2017, Buenos Aires Argentina  
[https://vaconfirma.com.ar/?articulos\\_seccion\\_719/id\\_2890/el-nuevo-plan-gas-es-exclusivo-para-la-cuenca-neuquina-y-abre-muchas-dudas](https://vaconfirma.com.ar/?articulos_seccion_719/id_2890/el-nuevo-plan-gas-es-exclusivo-para-la-cuenca-neuquina-y-abre-muchas-dudas)

## ANEXO - Ejercicio tipo de una empresa Industrial con consumo de gas Natural

Para entender un poco mejor el cálculo podemos abrir la facturación del distribuidor LITORAL GAS a un cliente Industrial del rubro Aceitero ID.

La actividad de Litoral Gas consiste en la distribución de gas natural por redes en el área geográfica conformada por las provincias de Santa Fe y el noreste de la Provincia de Buenos Aires (San Nicolás, Ramallo, Pergamino, Colón, Bartolomé Mitre, San Pedro y Baradero). Su administración central está ubicada en la ciudad de Rosario. La empresa es titular de una licencia por 35 años, con opción de extenderse por 10 años más de cumplirse determinadas condiciones.<sup>61</sup>

El Gas que entrega Litoral Gas a sus clientes proviene de las cuencas Noroeste, Neuquina y Austral; llegando al área de distribución por medio de los gasoductos Norte, Centro Oeste y Gral. San Martín. Los dos primeros gasoductos mencionados son operados por Transportadora de Gas del Norte, mientras que el último por Transportadora de Gas del Sur.<sup>62</sup>

Por resolución de Enargas 714/2019, RESFC-2019-714-APN-DIRECTORIO ENARGAS de fecha 05/11/2019, fija las tarifas que el Distribuidor debe facturar actualizadas a esa fecha.

---

<sup>61</sup> Fuente. Año 2021. Litoral Gas <https://www.litoral-gas.com.ar/site/la-empresa/rese%C3%B1a/la-empresa/>  
<sup>62</sup> Ídem 62

ARTÍCULO 1º: Aprobar nuevos cuadros tarifarios para LITORAL GAS S.A., que como Anexo IF-2019-99193264-APN-GDYE#ENARGAS forma parte de la presente con vigencia a partir de su publicación.<sup>63</sup>

### Cuadro 10

#### Tabla con tarifas de distribución a usuarios según sus consumos contratados.

P3 0 A 1000 M3

1000 A 9000 M3

MAS DE 9000 M3

G 0 A 5000 M3

MAS DE 5000 M3

Luego se clasifican por sector de consumo y destino según lo detallado en el apartado

**Categorías tarifarias del servicio de distribución** con las siguientes siglas.

---

<sup>63</sup> Fuente. Año 2020. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-714-2019-331384/texto>

**Cuadro 11**
**Valorización de tarifas según categoría.**

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA		BUENOS AIRES	SANTA FE
Cargo Fijo por Factura	P3		11960,613808	11959,545144
	G		11954,429243	11953,127097
	ID		23788,098264	23786,732522
	FD		23788,098264	23786,732522
	IT		23788,098264	23786,732522
	FT		23788,098264	23786,732522
Cargo por m3 de Consumo	P3	0 a 1000 m3	1,018323	0,954960
		1001 a 9000 m3	0,870312	0,808447
		más de 9000 m3	0,722284	0,661914
	G	0 a 5000 m3	0,192263	0,168005
		más de 5000 m3	0,134557	0,110878
		ID	0,330294	0,301223
	FD		0,122835	0,099253
	IT		0,245552	0,217355
FT		0,038093	0,015363	
Cargo por Reserva (m3/día) <sup>(3)</sup>	G		10,187566	9,923105
	FD		6,263308	6,039094
	FT		5,536983	5,320209
COSTO DE TRANSPORTE <sup>(4)</sup>	EMPRESA-RUTA (\$/m3) / SUBZONA		BUENOS AIRES	SANTA FE
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN-Norte-Litoral	0,925087	46,75%	46,75%
	TGN-Nqn-Litoral	0,679550	45,86%	45,86%
	TGS-TdF-GBA <sup>(5)</sup>	1,229516	7,39%	7,39%

COMPOSICIÓN DEL PIST Y DEL COSTO DE TRANSPORTE	CUENCA o EMPRESA-RUTA (\$/m3) / SUBZONA		BUENOS AIRES	SANTA FE
Participación por Cuenca en la Compra de Gas (en %)	NOROESTE		42,86%	42,86%
	NEUQUINA		48,59%	48,59%
	CHUBUT		0,00%	0,00%
	SANTA CRUZ		0,00%	0,00%
	TIERRA DEL FUEGO		8,55%	8,55%
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN-Norte-Litoral	0,925087	46,75%	46,75%
	TGN-Nqn-Litoral	0,679550	45,86%	45,86%
	TGS-TdF-GBA <sup>(1)</sup>	1,229516	7,39%	7,39%

(1) Incluye la ruta Tierra del Fuego - GBA más 2 ED por el tramo GBA - Litoral.

Fuente: <https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/infoleg/res714.pdf>

En este cuadro, se fijan los valores de la participación de los Transportistas de acuerdo de que Cuenca se tome el Gas.

Análisis de la facturación de la Distribuidora a un cliente grande con un servicio contratado ID, consumidor de mayor de 5000m<sup>3</sup>/por día.

### **Detalle de cargos y distinción según Cuenca y según Usuario.**

Valor del Servicio  
Cargo fijo  
Reserva capacidad 120000,00 m<sup>3</sup>/día  
Ruta NOA  
Ruta NQN  
Ruta TdF  
Servicio Gran Usuario ID  
Srv.distribución s/transporte firme

Fuente: detalle de factura anónima de cliente ID

El cargo fijo figura en el 1er cuadro regulado por ENARGAS a un cliente ID

La reserva se factura en forma fija para cubrir la capacidad de 120000 / día.

Los costos del transporte de acuerdo con ruta correspondiente de NOA, NEUQUEN, AUSTRAL TDF, según el consumo por su cuenca.

Servicio de gran usuario es un valor fijo por contrato y el servicio de distribución de transporte en firme también es fijo.

Por otra parte, figuran los Fideicomisos, en el cual son cargos fijos por inversión en los gasoductos de las cuencas Norte – Neuquén y los gasoductos Sur. Es una forma de asegurar el mantenimiento y desarrollo de ellos.

## Cuadro 12

### Ejemplo de cargos por Fideicomisos por cuenca.

Fideicomiso Gas.Norte 2005-CUIT 30-70904335-4 IVA Resp.Insc.	
Cargo Fideic.Cuenca Neuquina-Gasod.Norte 2005 (+)	8,908.07
Cargo Fideic.Cuenca Norte-Gasod.Norte 2005 (+)	12,360.84
IVA Fideicomiso-Responsable Inscripto(+) (21%)	4,466.47
<b>Subtotal</b>	<b>25,735.38</b>
Fideicomiso Gas.Norte 2006/08-CUIT 30-70998645-3 IVA Resp.In	
Cargo Fideic.Cca. Neuquina-Gasod.Norte 2006/08 (#)	105,411.54
Cargo Fideic.Cuenca Norte-Gasod.Norte 2006/08 (#)	146,268.71
IVA Fideicomiso-Responsable Inscripto(#) (21%)	52,852.85
<b>Subtotal</b>	<b>304,533.10</b>
Fideicomiso Gasod.Sur 2005-CUIT 33-70899617-9 IVA Resp.Insc.	
Cargo Fideic.Cuenca Austral-Gasod. Sur 2005 (++)	2,178.20
IVA Fideicomiso - Resp. Inscripto (++) (21%)	457.42
<b>Subtotal</b>	<b>2,635.62</b>
Fideicomiso Gasod.Sur 2006/08-CUIT 30-70998642-9 IVA Resp.In	
Cargo Fideic.Cuenca Austral-Gasod.Sur 2006/08 (##)	22,464.51
IVA Fideicomiso - Resp. Inscripto (##) (21%)	4,717.55
<b>Subtotal</b>	<b>27,182.06</b>

Fuente: detalle de factura anónima de cliente ID

Finalmente, se aclara la valorización de las tarifas facturas que figuran en la Resolución 714/2019, RESFC-2019-714-APN-DIRECTORIO#ENARGAS de fecha 05/11/2019.

### Cuadro 13

#### Tabla con detalle de tarifas aplicadas.

TARIFAS APLICADAS				
0800 - Servicio FD/ID				
Según resolución ENARGAS Nro. 714/2019(06/11/19) (en pesos).				
Cargo Fijo	Cargos por Distribución		Costo del Transporte	
3,786.73242	De 0 a 120000 m3:	0.099253	Salta-m3	0.925087
	Mas de 120000 m3:	0.301223	Neuquén-m3	0.679550
	Salta-m3/día	6.039094	T.Fuego-m3	1.229516
	Neuquén-m3/día	6.039094		
	T.Fuego-m3/día	6.039094		

Fuente: detalle de factura anónima de cliente ID

El gráfico N° 33 informa el volumen consumido por día en forma mensual, para tener un control según el volumen consumo al cliente x 9300kcal/m<sup>3</sup>. Por ejemplo, existen 2 escalas de tarifas contratadas de 0 a 120.000 kcal/m<sup>3</sup> valorizado a \$0,099253 y a partir de 120.000 kcal/m<sup>3</sup> sin contabilizar el límite, valorizado a \$0,301223.- Esos dos valores son multiplicados por el volumen diario y así poder comparar lo consumido real por la planta y lo facturado. –

Cuadro 14

ID	Volamen	Bodes	Volamen	Escala 1						VALORIZACION DEL		CONSUMO DIARIO	
				Desde	Hasta	Consumidos	Pesos/n3	Importe	Desde	Hasta	Consumidos	Pesos/n3	Importe
101	329100	94771	335363.50	01	120000	120000.00	0.099253	11,910.36	120000	215363.50	0.301223	64,872.44	
102	288906	94321	293096.59	01	120000	120000.00	0.099253	11,910.36	120000	173096.59	0.301223	52,113.56	
103	355422	93631	357829.68	01	120000	120000.00	0.099253	11,910.36	120000	237829.68	0.301223	71,639.77	
104	384062	93551	386333.32	01	120000	120000.00	0.099253	11,910.36	120000	266333.32	0.301223	80,225.72	
105	387979	93361	389680.84	01	120000	120000.00	0.099253	11,910.36	120000	269680.84	0.301223	81,173.83	
106	397447	93301	398729.07	01	120000	120000.00	0.099253	11,910.36	120000	278729.07	0.301223	83,959.61	
107	389334	93661	392097.30	01	120000	120000.00	0.099253	11,910.36	120000	272097.30	0.301223	81,961.87	
108	382418	93801	385707.60	01	120000	120000.00	0.099253	11,910.36	120000	265707.60	0.301223	80,037.24	
109	382445	93431	384213.28	01	120000	120000.00	0.099253	11,910.36	120000	264213.28	0.301223	79,587.12	
110	389148	93211	381096.38	01	120000	120000.00	0.099253	11,910.36	120000	261096.38	0.301223	78,621.12	
111	488027	93101	488665.72	01	120000	120000.00	0.099253	11,910.36	120000	288665.72	0.301223	86,892.51	
112	484727	93341	486206.43	01	120000	120000.00	0.099253	11,910.36	120000	286206.43	0.301223	86,212.02	
113	426001	93231	427054.54	01	120000	120000.00	0.099253	11,910.36	120000	307054.54	0.301223	92,491.89	
114	428443	93251	429544.71	01	120000	120000.00	0.099253	11,910.36	120000	309544.71	0.301223	93,257.05	
115	444084	93251	445281.77	01	120000	120000.00	0.099253	11,910.36	120000	325281.77	0.301223	97,982.35	
116	438499	93251	439587.50	01	120000	120000.00	0.099253	11,910.36	120000	319587.50	0.301223	96,267.11	
117	443975	93151	444691.07	01	120000	120000.00	0.099253	11,910.36	120000	324691.07	0.301223	97,804.42	
118	430807	93341	432381.98	01	120000	120000.00	0.099253	11,910.36	120000	312381.98	0.301223	94,096.64	
119	413735	93221	414713.71	01	120000	120000.00	0.099253	11,910.36	120000	294713.71	0.301223	88,774.55	
120	417714	93181	418522.44	01	120000	120000.00	0.099253	11,910.36	120000	298522.44	0.301223	89,921.83	
121	430530	92561	428493.07	01	120000	120000.00	0.099253	11,910.36	120000	308493.07	0.301223	92,925.21	
122	414285	92321	411255.80	01	120000	120000.00	0.099253	11,910.36	120000	291255.80	0.301223	87,732.95	
123	409847	92541	407819.78	01	120000	120000.00	0.099253	11,910.36	120000	287819.78	0.301223	86,697.94	
124	403368	82911	402977.43	01	120000	120000.00	0.099253	11,910.36	120000	282977.43	0.301223	85,239.37	
125	410362	94231	415789.35	01	120000	120000.00	0.099253	11,910.36	120000	295789.35	0.301223	89,098.56	
126	426322	95181	426315.34	01	120000	120000.00	0.099253	11,910.36	120000	316315.34	0.301223	95,281.46	
127	422219	95441	423387.36	01	120000	120000.00	0.099253	11,910.36	120000	313387.36	0.301223	94,399.48	
128	440489	95121	450530.24	01	120000	120000.00	0.099253	11,910.36	120000	330530.24	0.301223	99,563.31	
129	429788	95001	43030.74	01	120000	120000.00	0.099253	11,910.36	120000	31930.74	0.301223	96,099.40	
130	422204	95011	431329.94	01	120000	120000.00	0.099253	11,910.36	120000	311329.94	0.301223	93,779.47	
131	447101	94821	455850.79	01	120000	120000.00	0.099253	11,910.36	120000	335850.79	0.301223	101,165.96	
TOT	12589702		12683046.49			3720000.00		369,221.16		8963046.40		12,699,875.73	

Fuente: detalle de factura anónima de cliente ID

En los próximos gráficos, podemos observar a modo de ejemplo la facturación del Comercializador Gas Patagonia

Gráfico 28

Comprobante de Gas Patagonia.



**Gas Patagonia S.A.**  
Av. Del Libertador 6810 5° D  
C1429BMO Ciudad Autónoma de Bs.As Buenos Aires  
Tel: 011-4890-8024  
IVA Responsable inscripto

Suministro y comercialización de gas natural por vuestra cuenta y orden correspondiente al mes de enero de 2021  
Los importes de la factura están expresados en Dólares ESTADOUNIDENSES (U\$S)  
El tipo de cambio tomado para esta moneda extranjera es \$ 88,45

DESCRIPCIÓN	CANT/ UNI
SUMINISTRO CUENCA NOROESTE	153.990
SUMINISTRO CUENCA NEUQUINA	154.664
SUMINISTRO CUENCA AUSTRAL TDF	217.000

Fuente: copia de factura Cliente anónimo.

## Gráfico 29

### Comprobante de venta del productor Trafigura Argentina



TRAFIGURA ARGENTINA S.A.  
JERÓNIMO SALGUERO 3350 PISO 2  
1425 C.A.B.A. Capital Federal  
Clientes Argentina Clientes.Argentina@trafigura.com  
Tel: 59839800  
IVA Responsable inscripto

Gas Natural Periodo: 2020/07 1541.711 DAM3 1541711	Servicio de Adm. y Despacho 2020/06	1541711
Fondo Fiduciario Periodo: 2020/06		1541711

Fuente: copia de factura Cliente anónimo.

En todos los casos están facturados los fondos Fiduciarios que el Comprador debe hacer frente de acuerdo con el volumen comprado en el mes del consumo.

Veamos un ejercicio a modo de ejemplo con un abastecimiento a 4 proveedores de gas de pozo de una empresa Industrial que compra Gas a la Distribuidora Litoral Gas. En el cual vimos los costos del servicio by pass comercial, con datos de consumos mensuales.

## Cuadro 15

### Matriz de proveedores de Gas Natural detalle según precios.

% CUENCA Según Acuerdo de Distribuidora	49,14%				49,14%				1,73%
CUENCA	NOA			NEUQUINA				AUSTRAL	
DAM3 CUENCA	Comercializador 1	Productor 1	Comercializador 2	Productor 1	Comercializador 2	Comercializador 1	Productor 2	Comercializador 1	
Tipo de oferente	Comercializador	Productor	Comercializador	Productor	Comercializador	Comercializador	Comercializador	Comercializador	
GAS USD/ dam3	76.39	78.61	66.06	43.18	45.76	50.56	42.44	45.02	
FONDO FIDUCIARIO USD/ dam3	2.67	3.51	2.58	1.93	1.78	1.77	1.68	1.58	
GAS + FF USD/ dam3	79.06	82.11	68.64	45.11	47.54	52.33	44.12	46.60	

Fuente: valores a obtenidos de empresa anónima industrial del ramo Aceitero.-

## Cuadro 16

### Matriz de proveedores de Gas Natural con detalle del total consumo.

DAM3 CUENCA CONTRATADO	6179.21			6179.21				217
Perdida (% a descontar entre lo facturado y entregado real)	4.82%	4.82%	4.82%	3.98%	3.98%	3.98%	3.98%	12.70% *2
DAM3 Informado por Litoral Gas	154.48	617.92	5,406.81	617.92	3,862.01	154.48	1,544.80	217.00
DAM3 Facturado por boca de pozo	162.30	649.21	5,680.61	643.55	4,022.19	160.89	1,608.88	248.57 *3
TOTAL USD a pagar por proveedor (cant dam3 x Precio GAS + FF)	12832	53310	389897	29027	191234	8419	70980	11582

Fuente: valores a obtenidos de empresa anónima industrial del ramo Aceitero.-

\*2 Los valores expuestos son % que el cliente debe hacer frente por las perdidas existentes desde la boca de pozo hasta la terminal de la empresa. Cada cuenca dependiendo la distancia tiene un % estimado. Es por eso por lo que existen diferencias entre lo facturado y lo que realmente ingreso.

\*3. Es la facturación que tiene que pagar el cliente al productor o comercializador. -

El valor total en dólares el precio de del GAS en boca de pozo + el fondo fiduciario unitario por proveedor de acuerdo con la cuenca productora del gas.

### Cuadro 17

#### Matriz de proveedores de Gas Natural según consumo facturado vs real.

Oferente	DAM3 Lit Gas	DAM3 B. de pozo	Gas + Perdida USD	USD/dam3 *4
Comercializador 1	525.96	571.76	32,834	62.43
Comercializador 2	9,268.81	9,702.80	581,130	62.70
Productor 1	1,235.84	1,292.76	82,337	66.62
Productor 2	1,544.80	1,608.88	70,980	45.95
<b>TOTAL X PRODUCTOR O COMERCIALIZADOR</b>	<b>12,575.42</b>	<b>13,176.21</b>	<b>767,281</b>	<b>61.01</b>

Fuente: valores a obtenidos de empresa anónima industrial del ramo Aceitero.-

En el cuadro N° 11, se analiza los DAM3 reales informados por la Distribuidora Litoral Gas en este caso y la los DM3 facturados y remitidos por el productor en las columnas 2 y 3.

En la columna 4 (gas + pérdida valorizada en USD), se detalla la sumatoria de total por cada oferente por el total de cuencas productoras de gas.

En la columna 5, nos informa el valor real unitario USD/DAM3 que paga el demandante a cada proveedor. Ese dato sirve para poder definir la conveniencia al seleccionar el oferente a comprar por costo.

### Cuadro 18

#### Matriz de proveedores de Gas Natural con detalle de forma de pago.

PRODUCTOR O COMERCIALIZADOR	Comercializador 1	Productor 1	Comercializador 2	Productor 1	Comercializador 2	Comercializador 1	Productor 2	Comercializador 1
ACUERDO ANUAL	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
PLAZO PAGO	30FF	15FF	30FF	15FF	30FF	30FF	45FF	30FF

Fuente: valores a obtenidos de empresa anónima industrial del ramo Aceitero.-

En el cuadro N° 12, se detallan valores a tener cuenta sobre las condiciones de contratación.

Principalmente a tener cuenta la condición de pago y el plazo de contrato a elegir.