

# REDES DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

## Optimización de la logística de abastecimiento. Argentina [2014-2030]

Autor: Ing. Marcelo R. López  
Director: Dr. Ing. Raúl Bertero  
2014-2015

TESIS DE MAESTRÍA

Maestría Interdisciplinaria en Energía



## **Dedicatoria:**

A mi querida y bellísima Euge, compañera y amiga desde hace más de 16 años, y con quien fui papá de dos lucitas llamadas Amadeo y Gaspar. A ellos también.

## **Agradecimientos:**

Mi completo agradecimiento a Raúl, por la claridad conceptual con la que me fue guiando a lo largo del proyecto, y a Martín Polo, de TGN, por su análisis riguroso y criterioso.

A mis compañeros y profesores, por alentar siempre y aportar su mirada crítica.

A mis compañeros de trabajo, por interesarse y compartir ideas.

A mis padres, suegros, cuñados, hermana, sobrino, por su amor y apoyo incondicional.

A mis amigos del alma, por su compañía impresindible, principalmente a Hernán (¡por aconsejarme sabiamente!)

“Señor Presidente de la República Argentina, hoy vengo a solicitar la autorización del Gobierno de la Nación para construir el Gasoducto Comodoro Rivadavia-Buenos Aires, que le permitirá a nuestra patria lograr su independencia energética, realizando una apreciable economía de combustibles, poner en movimiento ingentes reservas no aprovechadas y acrecentar el bienestar de la población. Lo haremos con ingenieros, técnicos y obreros argentinos. Tendremos muchas dificultades, pero las venceremos porque tenemos claro el objetivo”.

---

Carta del Ing. Canessa al Presidente Gral. Perón. Construcción del gasoducto Comodoro Rivadavia – Llavallol.

## Tabla de Contenido

1.	INTRODUCCIÓN .....	6
2.	MOTIVACIÓN Y OBJETIVO GENERAL .....	7
3.	OBJETIVOS PARTICULARES .....	8
4.	BREVE HISTORIA DEL GAS EN LA ARGENTINA.....	9
4.1	EL GAS MANUFACTURADO .....	9
4.2	LA CREACIÓN DE GAS DEL ESTADO (1946-1992) .....	12
4.2.1	EL GASODUCTO COMODORO RIVADAVIA - LLAVALLOL .....	13
4.3	LA DÉCADA DE LAS PRIVATIZACIONES (1992-ACTUALIDAD) .....	29
4.4	DICTADO DE LA LEY DE EMERGENCIA (2002-ACTUALIDAD) .....	38
4.5	LAS AMPLIACIONES DEL TRANSPORTE DE GAS .....	39
4.5.1	AMPLIACIONES EN EL SISTEMA NORTE .....	41
4.5.2	AMPLIACIONES EN EL SISTEMA SUR .....	42
4.6	EL SISTEMA DE TRANSPORTE INTERNO ACTUAL.....	43
4.7	TRANSPORTADORA GAS DEL NORTE.....	44
4.7.1	EL GASODUCTO NORTE .....	45
4.7.2	EL GASODUCTO CENTRO OESTE .....	45
4.8	TRANSPORTADORA GAS DEL SUR.....	46
4.8.1	EL GASODUCTO NEUBA I .....	46
4.8.2	EL GASODUCTO NEUBA II .....	46
4.8.3	EL GASODUCTO SAN MARTÍN .....	47
5.	ESCENARIOS DE OFERTA Y DEMANDA .....	48

5.1	LA OFERTA.....	48
5.1.1	BOLIVIA Y LA NECESIDAD DE INCREMENTAR SUS RESERVAS DE GAS NATURAL .....	51
5.1.2	EL GNL Y EL PEAKING DEL INVIERNO.....	57
5.1.3	LA DECLINACIÓN DE LA CUENCA DEL NOROESTE (NOA) .....	64
5.1.4	LA CUENCA NEUQUINA: LA GRAN PROTAGONISTA. ....	65
5.1.5	LA CUENCA SUR: LAS INVERSIONES EN CERRO DRAGÓN MANTIENEN LA PRODUCCIÓN. ....	68
5.2	LA DEMANDA.....	69
5.2.1	DEMANDA RESIDENCIAL: CRECIMIENTO VEGETATIVO Y POTENCIAL DEMANDA DEL NEA.....	74
5.2.2	DEMANDA PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA .....	76
5.2.2.1	ANÁLISIS DE LAS FUENTES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA .....	78
5.2.3	DEMANDA PARA GNC .....	84
6.	SATURACIÓN DE DUCTOS .....	85
7.	MODELO PARA LA DEFINICIÓN DE AMPLIACIONES.....	87
8.	CONCLUSIONES .....	91
8.1	GASODUCTO HITO 9,7 MMM3/D (HITOS 1 Y 2).....	92
8.2	GASODUCTO B.BLANCA – GBA (NEUBA II – HITO3) .....	95
8.3	GASODUCTO OFFSHORE ESCOBAR-ROSETTI.....	97
8.4	GASODUCTO LA CARLOTTA – TIOPUJIO .....	98
8.5	GASODUCTO MERCEDES CARDALES .....	99
8.6	LOOPS ADICIONALES: CENTRO OESTE + NEUBAS.....	100
9.	ANEXOS.....	101
9.1	GASODUCTO DEL NORESTE ARGENTINO.....	101
9.2	SHALE GAS .....	106
10.	BIBLIOGRAFÍA .....	109

# 1. INTRODUCCIÓN

En materia de producción hidrocarburífera, la Argentina atraviesa una nueva etapa de transformación que podemos definir como “**el período del Shale**”. **El contexto es propicio para el análisis:** YPF S.A. lleva tres años de re-estatizada, la explotación de la formación no convencional Vaca Muerta se presenta como una opción para el autoabastecimiento del energético, y la construcción del Gasoducto del Noreste Argentino ha sido recientemente adjudicada.

**¿Qué rol cumplirá el gas natural en la oferta energética futura? ¿Qué flujo de gas natural será necesario para reemplazar importaciones? ¿Desde dónde provendrá? ¿Son suficientes las redes actuales de transporte de gas natural para absorber la producción extra?**

El presente trabajo intentará responder a estos interrogantes mediante un análisis prospectivo 2014-2030, evaluando las tendencias de la oferta y la demanda de gas natural y la ocupación de las redes de transporte de gas en el país.

## 2. MOTIVACIÓN Y OBJETIVO GENERAL

Dado su importancia en la economía del país, **la independencia energética, entendiendo a la misma como producción doméstica de costo inferior a la importada**, permitiría destinar financiamiento hacia áreas de interés prioritario, como **salud, educación y trabajo**. El actual desarrollo tecnológico en fracturas hidráulicas, que tuvo lugar en la última década en los Estados Unidos, renovó los conceptos de producción del recurso a nivel mundial, permitiendo a los demás países que lo albergan, iniciar su camino hacia una producción económicamente viable. De esta manera, la principal hipótesis para el inicio de este trabajo es **el factible desarrollo de la formación Vaca Muerta**, dada su similitud litológica con las formaciones de **Eagle Ford y Marcellus** en los Estados Unidos. Paralelamente se completará la oferta proveniente de las demás cuencas productivas, y se estudiará la demanda por tipo de usuario.

Como resultado del proceso, el objetivo general de este trabajo será **el rediseño de las redes de transporte de gas natural en el país 2014-2030**.

### 3. OBJETIVOS PARTICULARES

Para responder al objetivo general del trabajo de investigación enunciado en el punto anterior, se considera necesario el planteo de los siguientes objetivos particulares:

1. Sintetizar la historia del gas natural en el país.
2. Proyectar la Oferta y la Demanda del gas natural en el país.
3. Describir la saturación de los ductos troncales de transporte de gas natural en el país.
4. Definir modelo para evaluar la necesidad de realización de ampliaciones en la red de transporte de gas natural en el país.

## 4. BREVE HISTORIA DEL GAS EN LA ARGENTINA

Objetivo particular 1

### 4.1 EL GAS MANUFACTURADO

En 1824 se iluminaba por primera vez la pirámide de mayo con gas manufacturado. La plaza principal (Plaza de Mayo) era iluminada con **gas manufacturado** por obra del Ing. **Santiago Bevans** (abuelo del ex Presidente Carlos Pellegrini)

Este hito sentó las bases para la investigación y aplicación de distintas tecnologías, prácticas que estaban siendo paralelamente ensayadas en Europa y en los Estados Unidos, dando lugar a los inicios del **alumbrado público**.

A los pocos años comenzaría lo que podría definirse como "**el uso efectivo del gas**" con la acción del Poder Ejecutivo Nacional de **contratar el alumbrado público a gas** para las calles empedradas aledañas a la Plaza de Mayo.

La Usina generadora se ubicaba en la zona de Retiro, en un lugar denominado "**Bajo de las Catalinas**", estratégicamente cercano a las orillas del Río de La Plata, ya que de él provenían las **barcazas con el carbón** necesario para la manufactura del Gas. Una vez producido, el gas era transportado desde ese sitio a los puntos de consumo mediante conductos de losa de barro que surcaban la zona que ya entonces se denominaba "**el bajo**". Estos conductos fueron instalados en el subsuelo de las calles "San Martín", "Florida", "Del Parque" (actualmente Lavalle), "25 de Mayo", "De la Piedad" (actualmente Bartolomé Mitre), "La Recova" y en la Plaza de Mayo. La empresa encargada de los trabajos fue la **Compañía Primitiva de Gas, fundada en 1853, mismo año en que se sanciona la Ley de Alumbrado Público**.

**Seguidamente, en 1856**, se completaban los medidores y contadores domiciliarios y se acordaba con los usuarios un importe mensual. **Para ese entonces, el consumo del energético ya formaba parte de la calidad de vida de los habitantes.**

**En 1872** comenzaba a operar en Belgrano una segunda compañía, ya que el gas comenzó a utilizarse para iluminar barrios alejados de la zona céntrica. **Para el año 1880** ya habían 1500 faroles públicos a gas. **En 1890** existían varias empresas proveedoras de gas:

- La Cia. Primitiva de Gas de Buenos Aires
- La Argentina de Gas
- La Cia del Gas de Belgrano Ltda.
- La Cia de Gas de Buenos Aires

En 1891 se municipalizó el sistema de iluminación.

En 1910 se fusionan las Cias antedichas en la **Cia. Primitiva de Gas**.



**Fig. 1.** Puerto en Construcción a la altura del Hotel de Inmigrantes. En el muelle de pasajeros, que estaba ubicado en el bajo de la Merced, entre Piedad (hoy Bartolomé Mitre) y Cangallo, frente al Paseo de Julio. Foto de 1888. Construcción de Puerto Madero, fotografía de Dársena Norte, a la izquierda del gasómetro de la Compañía Primitiva de Gas de Buenos Aires y parte del Antiguo Hotel de Inmigrantes.

**Fig 2.** Imagen de farola de Gas colocada en una calle de barrio.



Fig 1 y 2. Fuente: Arcón de Buenos Aires. [www.arcondebuenosaires.com](http://www.arcondebuenosaires.com)

**Para el año 1920**, la electricidad desplazaba al gas de alumbrado, dando lugar al comienzo de un segundo período de nuevos usos para el gas. **El gas manufacturado comienza su incursión en la cocina, para calentar agua y para calefacción.** Como nota de color, en Buenos Aires, como medio de propaganda para atraer clientes, la Compañía Primitiva de Gas crea un programa de clases de cocina, el que haría la fama de Doña Petrona Carrizo de Gandulfo.

Fue recién en **1940** cuando se comienza a discutir la idea de aprovechar el gas natural de Comodoro Rivadavia, que hasta aquél momento se ventaba al ambiente.<sup>1</sup>

1. El gas natural tiene mayor poder calorífico, por lo que una vez conseguido hubo que adaptar toda la tecnología vieja de las cocinas, y Doña Petrona Carrizo de Gandulfo modificar sus recetas...

## 4.2 LA CREACIÓN DE GAS DEL ESTADO (1946-1992)

En 1922 fue fundada la empresa YPF (Yacimientos Pretolíferos Fiscales) , durante la presidencia de Hipólito Yrigoyen, y se dedicaba a la exploración, explotación, destilación, distribución y venta de petróleo y sus productos derivados, lo que la convertía en una **empresa verticalmente integrada**.

El 1 de agosto de 1929 YPF dispuso la toma del mercado de combustibles líquidos y anunció que a partir de ese momento sus precios serían determinados por el Estado Nacional y no por empresas extranjeras.

Con el tiempo la cuestión gasífera fue ganando importancia, YPF entiende que la distribución del energético – hasta entonces a cargo de la compañía extranjera Compañía Primitiva de Gas de Buenos Aires – debía centralizarse en un organismo estatal. Este hecho no tardó en llegar, **en marzo de 1945 se decretó la nacionalización del gas** y el Ingeniero Julio V. Canessa fue designado por YPF como director de los servicios de gas para la Ciudad de Buenos Aires. **Un año después, en 1946, se creó la Dirección Nacional de Gas del Estado en forma independiente a la petrolera estatal**, presidida por este mismo Director. La lectura del **Decreto 22389/45** da al lector una idea de lo que se quería lograr como objetivo político y técnico es ese momento, toda vez que en su texto establece otorgarle la estructura necesaria a la Dirección Nacional de Energía, tal que esta pudiera “administrar en forma ágil y eficaz”, “consolidar políticas de explotación de recursos”, “aprovechar las fuentes de gas natural en el país” “abarcando todas las etapas del ciclo económico en materia de combustible y energía eléctrica, desde la exploración hasta su distribución y consumo. Es por esta razón que se crean como nuevos organismos de la Dirección Nacional de Energía, cuatro Direcciones Nacionales adicionales, entre ellas **la Dirección Nacional de Gas del Estado**.

Fig.3. Logotipos de las firmas YPF y GAS DEL ESTADO



Fuente: Télam Agencia Nacional de Noticias

La dirección General de Gas del Estado atendió la demanda del servicio de gas de los usuarios ubicados en Buenos Aires y Gran Buenos Aires (Avellaneda y Lomas de Zamora) además de La Plata, Rosario, San Nicolás, Bahía Blanca, Almirante Brown y Quilmes entre otros. **Al año siguiente, en 1947, fue soldado el primer caño de un gasoducto que iría de Comodoro Rivadavia a Llavallol, hecho histórico que da origen a una política energética en torno al gas natural, y posterior construcción de extensos gasoductos alrededor del país.**

#### 4.2.1 EL GASODUCTO COMODORO RIVADAVIA - LLAVALLOL

**Inaugurado en 1949**, este gasoducto era de los más extensos del mundo en su época, con **1.605 km** de extensión, y contribuyó a la continua expansión del sistema de gas por redes, sostenida por una política de reducción de tarifas. El gasoducto fue inaugurado durante la presidencia de Juan Domingo Perón. **El Ingeniero Canessa estaba convencido de que el gasoducto era necesario para la independencia energética del país, y logró persuadir al Presidente para que este otorgara el permiso necesario para avanzar.**

##### **Carta del Ing. Canessa al Presidente Gral. Perón.**

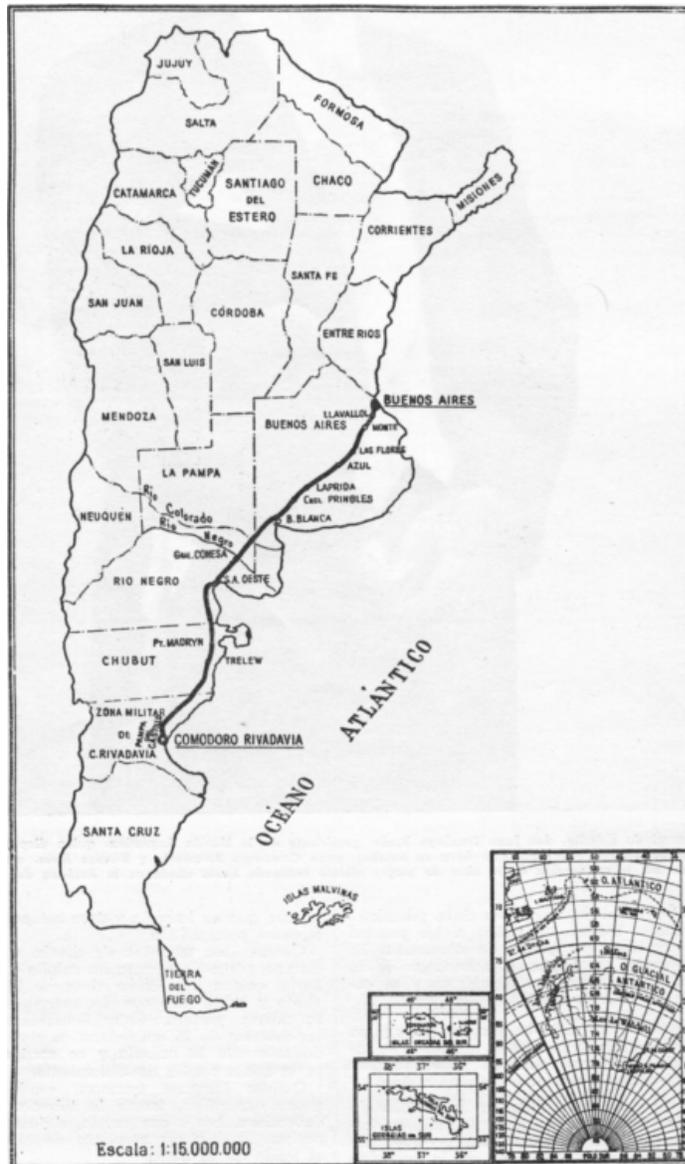
“Señor Presidente de la República Argentina, hoy vengo a solicitar la autorización del Gobierno de la Nación para construir el Gasoducto Comodoro Rivadavia-Buenos Aires, que le permitirá a nuestra patria lograr su independencia energética, realizando una apreciable economía de combustibles, poner en movimiento ingentes reservas no aprovechadas y acrecentar el bienestar de la población. Lo haremos con ingenieros, técnicos y obreros argentinos. Tendremos muchas dificultades, pero las venceremos porque tenemos claro el objetivo”.

“No faltarán, Señor Presidente, quienes digan que obras de esta naturaleza son impracticables para la técnica actual, que es más conveniente seguir importando carbón de Europa, pues caso contrario no nos comprarán más nuestros productos primarios; en fin, se escucharán todos los argumentos que desde muchos años atrás se esgrimen, llevándonos al convencimiento de que somos una colonia y no un país económicamente independiente.”

##### **Respuesta del Presidente Gral. Perón**

“ Señor Director de la Administración de Gas del Estado, Ing. Don Julio Canessa, yo se que este es el sueño de su vida. Estoy persuadido, como Presidente de la República, que bajo la dirección de hombres de su temple, el gasoducto una vez inaugurado dará nacimiento a una nueva era para la Nación en materia de combustibles. Yo no considero riqueza la que está debajo de la tierra, sino la que ha sido extraída. Por eso Ing. Don Julio Canessa: ¡VAYA Y HAGA!.” (1)

Fig.4. Traza del Gasoducto Comodoro Rivadavia –Llavallol



Fuente: ENARGAS

Fig.5. Gasoducto Comodoro Rivadavia - Llavallol

INICIACION DE LAS OBRAS: 21 DE FEBRERO DE 1947  
 INAUGURACION DEL GASODUCTO: 29 DE DICIEMBRE DE 1949

A continuación se detalla el desarrollo de la obra, con indicación de las fechas en que se terminaron los distintos tramos.

#### SECCION NORTE

Tramo Llavallol - Capital Federal	29 de mayo de 1947
„ Llavallol - Cañuelas	18 de septiembre de 1947
„ Cañuelas - Monte	10 de noviembre de 1947
„ Monte - Las Flores	10 de enero de 1948
„ Las Flores - Azul	23 de marzo de 1948
„ Azul - Laprida	15 de junio de 1948
„ Laprida - Coronel Pringles	11 de agosto de 1948
„ Coronel Pringles - Bahía Blanca	22 de octubre de 1948
„ Bahía Blanca - Río Colorado	4 de marzo de 1949
„ Río Colorado - General Conesa	3 de mayo de 1949

#### SECCION SUD

Tramo Trelew - San Antonio Oeste	4 de marzo de 1949
„ San Antonio Oeste - General Conesa	4 de abril de 1949
„ Trelew - Pampa del Castillo	5 de julio de 1949
„ Pampa del Castillo - C. Rivadavia	17 de septiembre de 1949

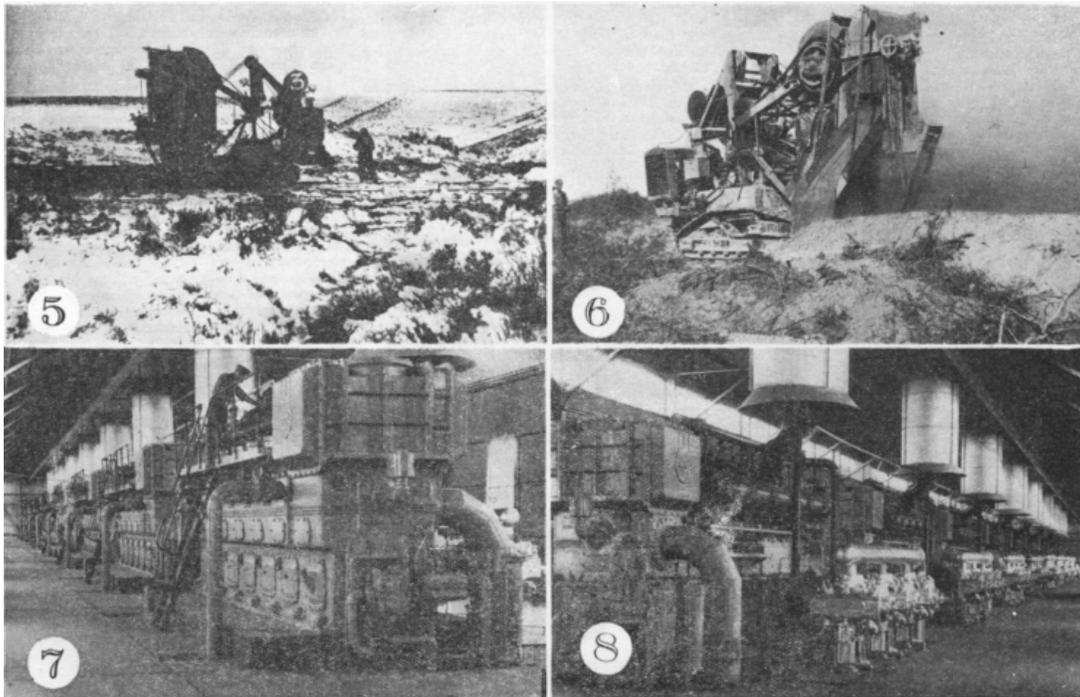
Fuente: ENARGAS

Fig. 6. Gasoducto Comodoro Rivadavia - Llavallol



Fuente: ENARGAS

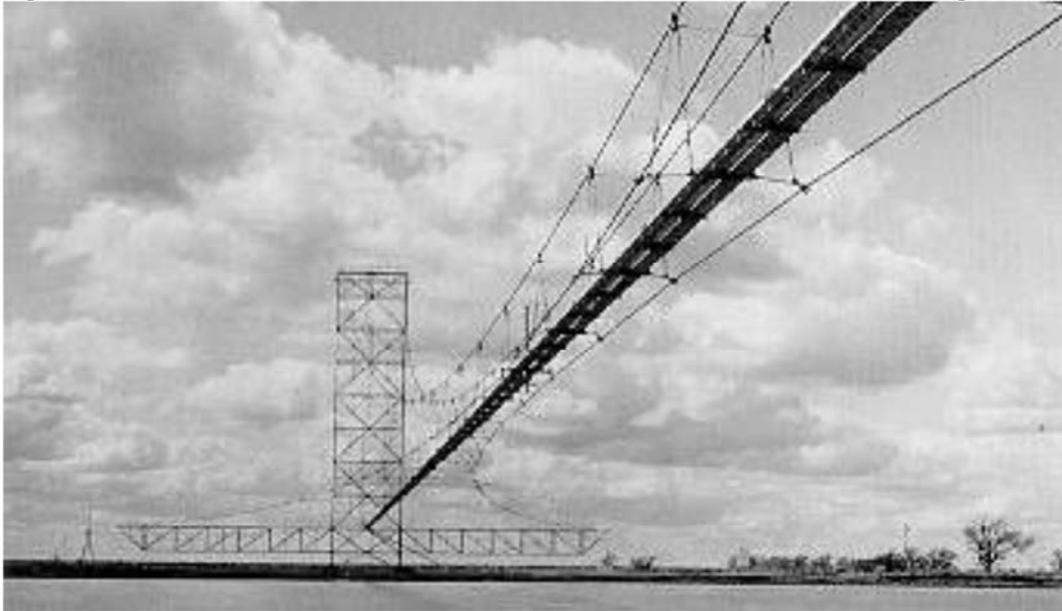
Fig.7. Gasoducto Comodoro Rivadavia - Llavallol



1: Trabajo de protección en la zona de Paragüil. - 2: Equipo de limpieza y pintura trabajando en zonas pantanosas de Paragüil. - 3: Equipo de protección en la zona pantanosa. - 4: Preparando el empalme de los tramos de cañería en la Sierra de la Ventana (Provincia de Buenos Aires). - 5: Máquina sanjadora trabajando en la zona nevada. - 6: Máquina sanjadora, vista de cerca, trabajando en la picada. - 7: Sala de compresores, en la Planta Compresora "ingeniero V. Canessa", constituida por ocho potentes unidades de 800 HP, con una capacidad de 250.000 metros cúbicos por día cada una. - 8: Otro aspecto de la sala de compresores.

Fuente: ENARGAS

Fig.8. Gasoducto Comodoro Rivadavia –Llavallol. Toma aérea del cruce sobre el Río Negro.



Fuente: ENARGAS

Fig.9. Gasoducto Comodoro Rivadavia –Llavallol.  
Toma aérea del cruce sobre el Río Negro.



Fuente: ENARGAS

Fig.10. Gasoducto Comodoro Rivadavia - Llavallol



Fuente: ENARGAS

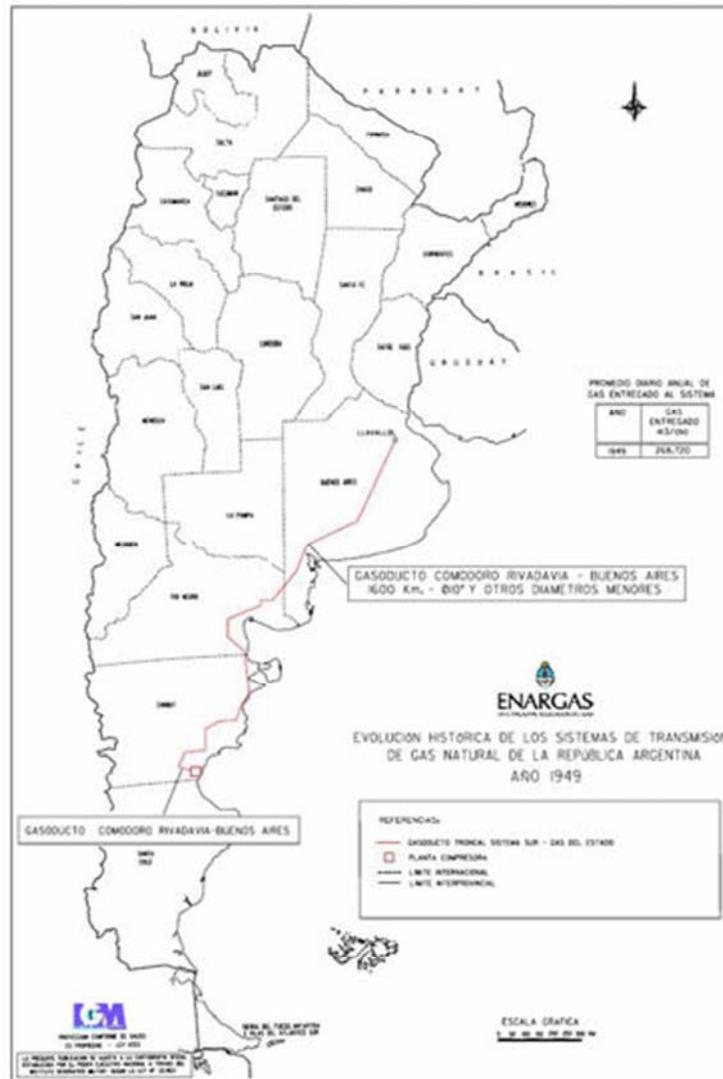
Para 1951 Gas del Estado contaba con un número aproximado de 700.000 clientes, y a fines de 1960 ya sumaba 1.300.000 clientes entre abastecimiento a través de redes y con Supergas.

**La Argentina se posicionaba de esta forma entre los tres países más avanzados en el aprovechamiento del gas natural, junto con los Estados Unidos y la Unión Soviética.**

Durante los siguientes años varias obras se llevaron a cabo (plantas compresoras, loops) que tenían como objeto aumentar la capacidad de transporte del Gasoducto Comodoro Rivadavia – Llavallol, que **para el año 1959 ya transportaba más de 1 MMm<sup>3</sup>/día.**

Luego de la construcción del megaproyecto, otras obras de relevancia continuaron realizándose en el resto del país (solo las enumero a efectos de que pueda notarse claramente la importancia y el gran avance que han tenido estas obras para el país a partir de la construcción del Comodoro Rivadavia-Llavallol):

Fig.11. Mapa Gasoductos Año 1949



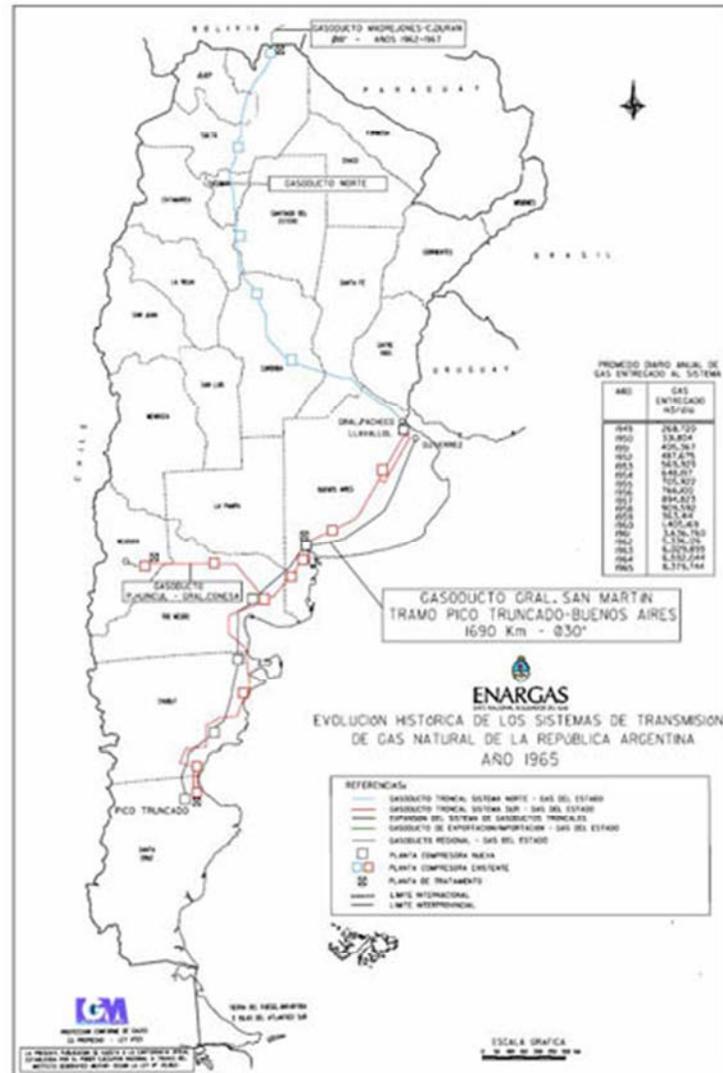
Fuente: ENARGAS

ü **1960: Gasoducto del Norte**

Comenzando en Durán (Salta) y culminando su recorrido en Buenos Aires (1.767 Km). En este año se intensificó el uso de gas para fines industriales.

ü **1965: Gasoducto Cañadón Seco) – Buenos Aires**(se extiende en 100km el Comodoro-Llavallol)

Fig.12. Mapa Gasoductos Año 1965

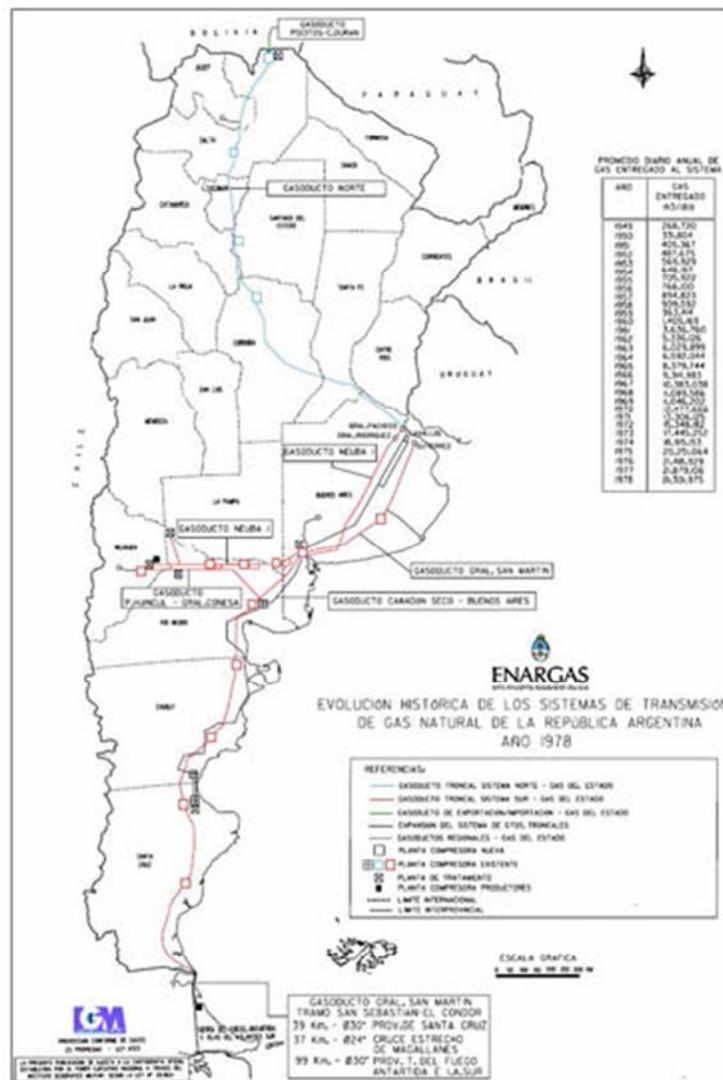


Fuente: Enargas

- ü 1970: Gasoducto Neuquén – Bahía Blanca y Medaquito – Allen
- ü 1971: Gasoducto Plaza Huincul – Zapala y ampliación del Gasoducto Norte (Campo Duran-Tucumán)
- ü 1972: Primer gasoducto internacional de América Latina. Yacuiba –Santa Cruz de la Sierra (Bolivia)

- Ü 1973: Gasoducto Pico Truncado-Cerro Redondo (Santa Cruz)
- Ü 1974: Gasoducto Bahía Blanca - Buenos Aires (que junto al gasoducto Neuquén-Bahía Blanca construido en 1970 forman el NEUBA I) y el Gasoducto Tandil-Mar del Plata.
- Ü 1976: Gasoducto internacional de Posesión (Chile) y El Cóndor (Santa Cruz)
- Ü 1978: Gasoducto Transmagallánico San Sebastián (Tierra del Fuego) - El Cóndor y Cerro Redondo (Santa Cruz)

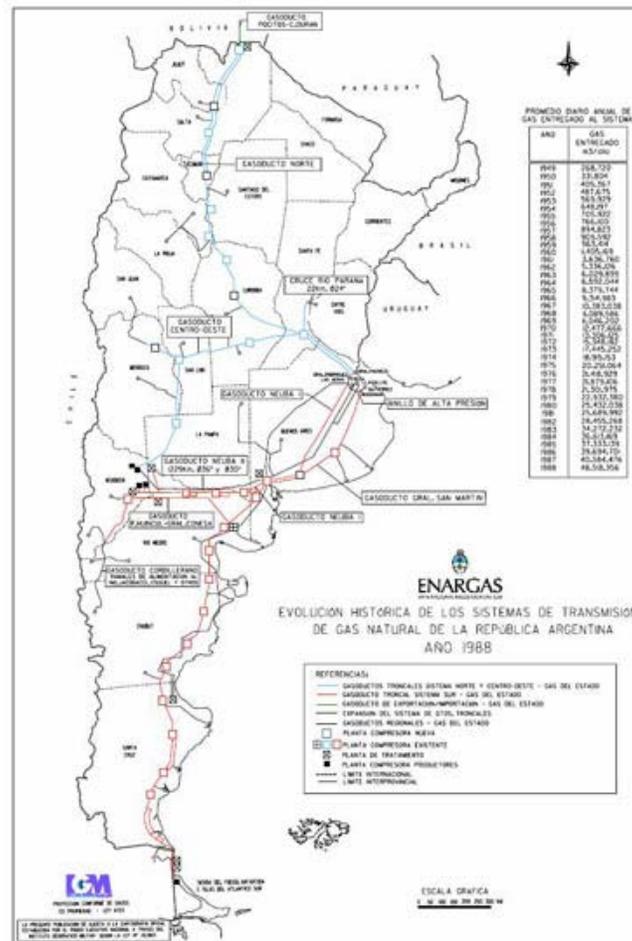
Fig.13 Mapa gasoductos Año 1978



Fuente: Enargas

- Ü 1980: Gasoducto Centro Oeste (Loma de la Lata, Neuquén - San Jeronimo, Santa Fe) y ramales a Mendoza, San Juan y San Luis.
- Ü 1982: Prolongación del Gasoducto Centro Oeste a Catamarca y La Rioja
- Ü 1983: Gasoducto San Jerónimo - General Rodríguez (Buenos Aires)
- Ü 1985: El Gasoducto NEUBA II desde Loma de la Lata a Gutiérrez (Buenos Aires) habilitado en 1988. Por primera vez se utilizaró en Argentina tubería de 36".
- Ü 1986: Ampliación del gasoducto del Norte con la instalación de Plantas compresoras 1986-1988 (Miraflores- Tucumán y Ferreyra)

Fig.14 Mapa gasoductos Año 1988



Fuente: Enargas

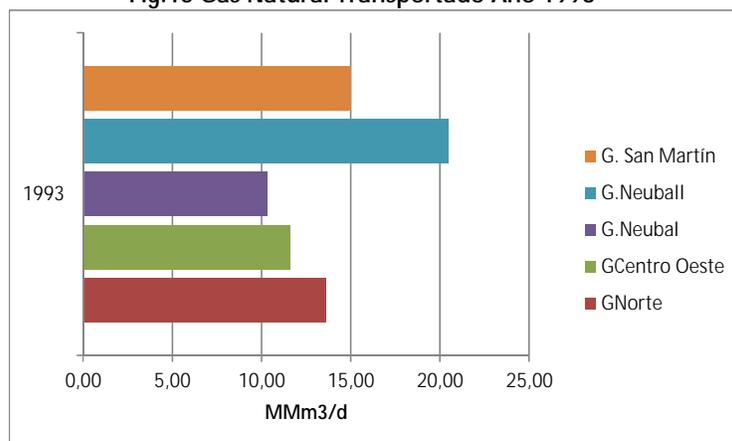
Adicionalmente, y para completar el acotado listado anterior de obras, es importante mencionar algunos hechos históricos de importancia:

- a) **El Descubrimiento del Gas en el Yacimiento de Loma La Lata (década del 70).** Es el segundo hecho más importante en la historia energética Argentina, luego del descubrimiento del petróleo en 1907. Loma La Lata, ubicado en la provincia de neuquén, es un yacimiento gigante de gas natural, que triplicó las reservas probadas de gas natural de YPF, y por el que Argentina - a partir de su descubrimiento - se convertiría en un país gasífero.
- b) **El descubrimiento de los yacimientos de gas natural of shore en la década (década del 80).** Los que actualmente se encuentran productivos en la cuenca Austral.
- c) **Introducción en Argentina del GNC a partir de 1985**
- d) **En enero de 1989 se da comienzo a la construcción de la Planta Compresora de Indio Rico, sobre los gasoductos Gral San Martín y Neuba I, última planta construida por el Estado.**
- e) **La ampliación del Gasoducto Gral San Martín.**
- f) **El Cruce del Río Parana por el Gasoducto Santa Fé- Paraná que introdujo por primera vez el gas en la Mesopotamia.**
- g) **La mantención de las reservas probadas de gas natural ( a inicios de los 90'  $r=R/P$  equivalía a 25 años)**

En forma paralela se fueron sumando Plantas Compresoras, el Complejo Gral Cerri (Hoy de TGS) de separación de Etano, Butano, Propano e Hidrocarburos superiores, y la Planta de Separación de Butano y Propano de Loma de la Lata.

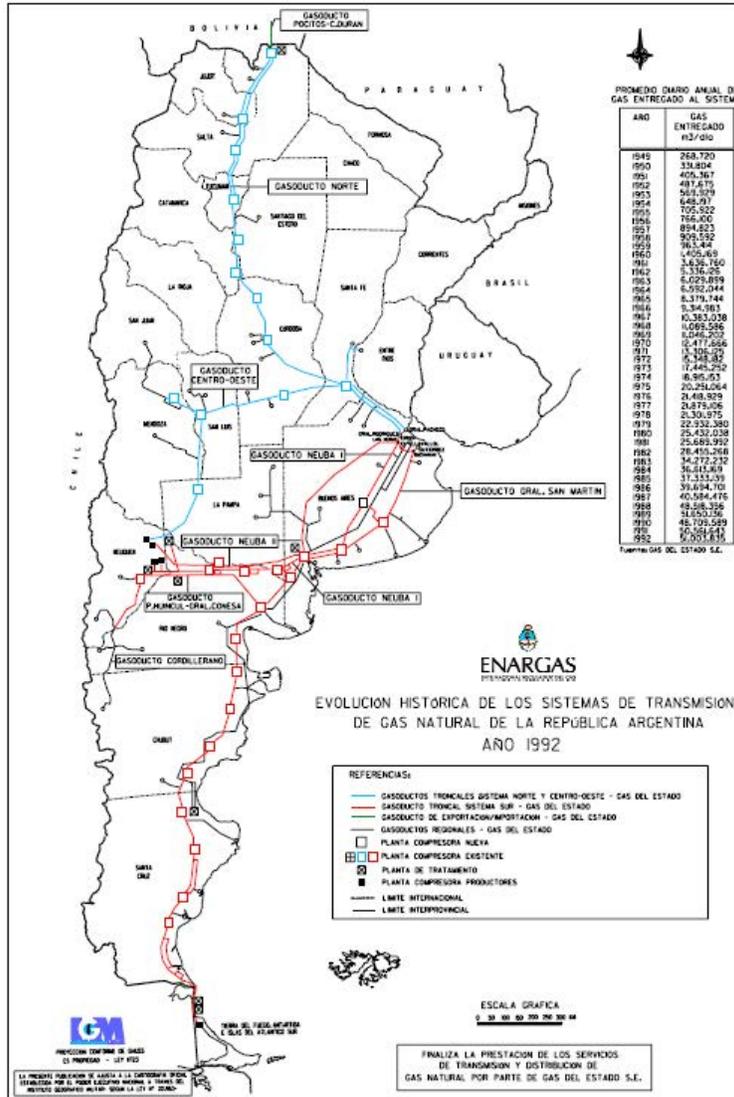
Los gasoductos hasta aquí construidos fueron logrando modernizaciones incrementando su flujo (loops), capacidades de compresión, obras de repotenciación, entre otras, todas con inversiones de relevancia.

Fig.15 Gas Natural Transportado Año 1993



Fuente: Enargas

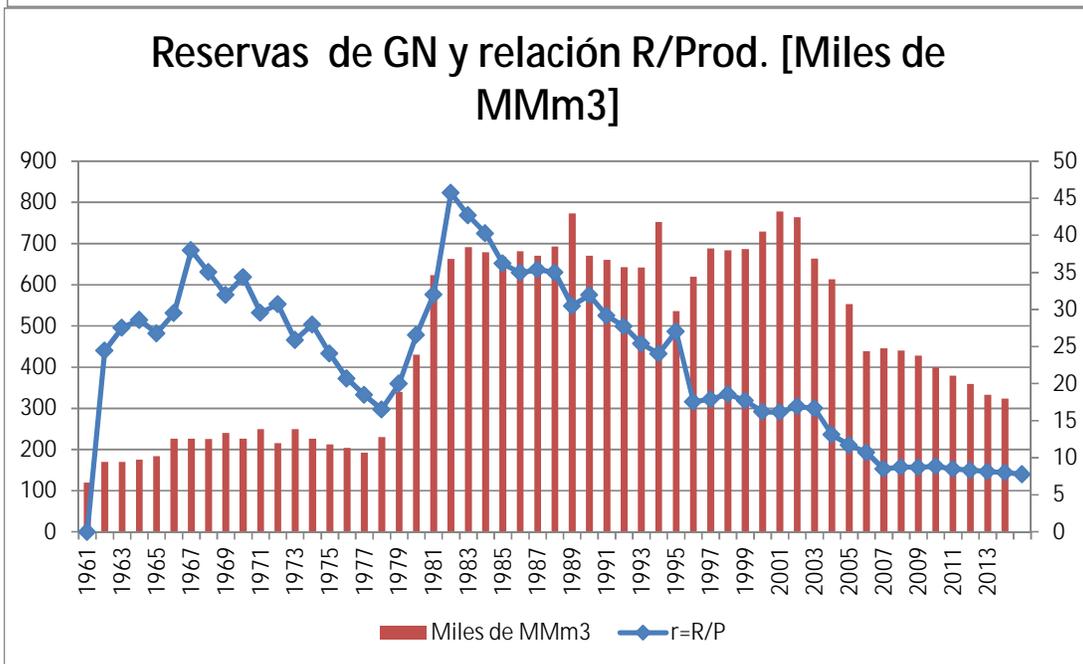
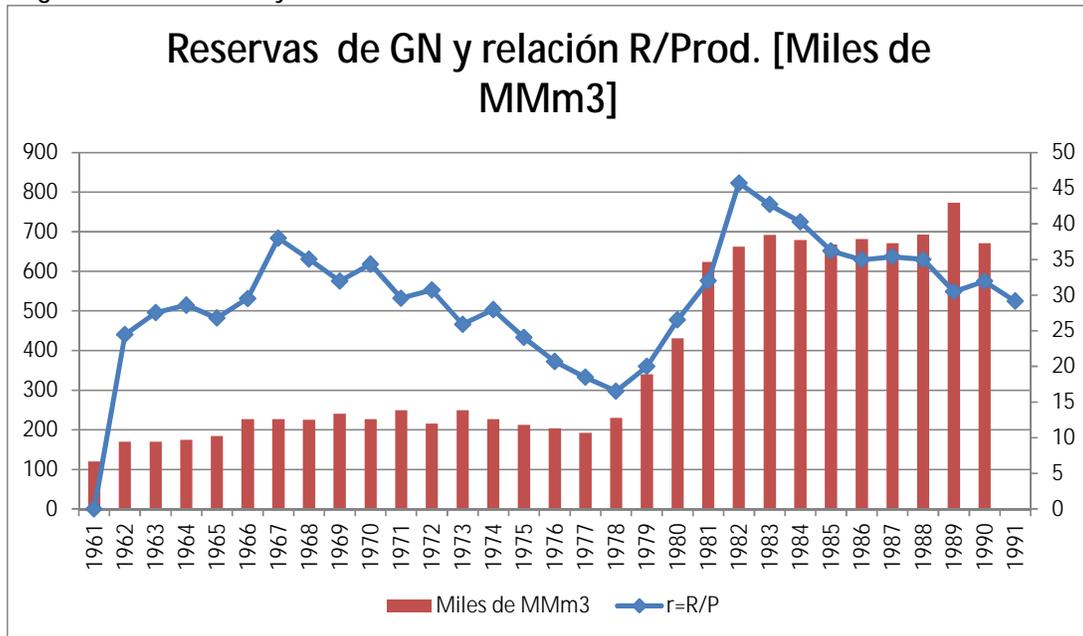
Fig.16. Mapa del Transporte de Gas en La República Argentina, año 1992.-



Fuente: ENARGAS

Algunas reflexiones en gráficos:

Fig.17. Reservas de GN y relación R/Prod



Fuente: elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía – IAPG y OPEC

(<http://www.opec.org/library/Annual%20Statistical%20Bulletin/interactive/current/FileZ/XL/T32.HTM>)

Con este escenario se llega a otro hito de la historia del Gas en la Argentina, **el de las Privatizaciones**.

### 4.3 LA DÉCADA DE LAS PRIVATIZACIONES (1992-ACTUALIDAD)

Con la **asunción de Carlos Saúl Menem en 1989**, y el derrotero económico en manos de su **ministro de Economía, el Dr. Domingo Cavallo**, se promulgó la Ley 23696 de **Reforma del Estado**, que entre otras medidas, contemplaba la reestructuración de la industria del gas. El Decr. 48/91 determina la **privatización de Gas del Estado**, que se concretó en **1992**. El nuevo marco regulatorio que rige la actividad del Gas Natural y la privatización de Gas del Estado fue sancionado por **Ley 24076 de 1992** y reglamentado por Decr. 1738/92. Los principales aspectos de la nueva regulación fueron:

- ü El transporte y la distribución son traspasados al sector privado mediante concesiones. El Estado sólo podría hacerse cargo en caso de que el sector privado no deseara participar.
- ü Los sujetos de la industria son: productores, captadores, procesadores, transportistas, almacenadores, distribuidores, comercializadores y grandes consumidores.
- ü Las obras de magnitud en transporte y/o distribución pueden ser realizadas con autorización del ENARGAS.
- ü La seguridad del suministro en firme recae en transportistas y distribuidoras. Estos deben satisfacer toda la demanda.
- ü Se establece el acceso indiscriminado de terceros a sistemas de transporte y distribución siempre que las capacidades no esté comprometidas para abastecer la demanda contratada en las condiciones convenidas.
- ü En relación con el comercio exterior de GN, el marco establece libertad para importar, pero no para exportar. Las exportaciones deben ser aprobadas por la Secretaría de Energía.

En cuanto al precio del gas se adopta el precio en un punto de ingreso al sistema de transporte, es un precio desregulado. Adicionalmente existe una tarifa de Transporte, que está establecida en el contrato de concesión, por lo que está regulada. Finalmente la tarifa de distribución, que es la remuneración del servicio de distribución.

La privatización de la empresa estatal Gas del Estado se realizó a través de una licitación pública internacional. **Las actividades de gas del Estado fueron divididas verticalmente en dos empresas dedicadas al transporte –Transportadora de Gas del Norte y Transportadora de Gas**

**del Sur - y nueve dedicadas a la distribución:** Metrogas (cubre la zona sur del Conurbano, más Capital Federal); Gas Natural BAN, (zona noroeste del Conurbano hasta Zárate), Litoral Gas (Prov. De Santa Fe y Noreste del Conurbano, desde Zárate), Distribuidora de Gas Pampeana ( La Pampa y resto del Conurbano), Distribuidora de Gas del Centro (Córdoba-La Rioja-Catamarca), Distribuidora de Gas Cuyana (San Luis-San Juan y Mendoza), Gas Nea (Chaco-Formosa-Misiones-Corrientes y Entre Ríos), Gas Nor (Jujuy-Salta-Tucumán y Santiago del Estero) y Distribuidora de Gas del Sur (Neuquén-Río Negro-Chubut-Sta Cruz y Tierra del Fuego).

**Paralelamente se crea el ente regulador del gas (ENARGAS)**, ente autárquico en el ámbito del Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos. Sus facultades básicas son hacer las de hacer cumplir el marco regulatorio; dictar normas respecto a seguridad, operación y confiabilidad del sistema, prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas y discriminatorias; establecer las bases para calcular tarifas; organizar audiencias y resolver conflictos entre partes; requerir documentación e información a las empresas; y aplicar sanciones y velar por las instalaciones, la propiedad y el medio ambiente.

**Entre 1992 y 1998** el estado y los privados mantenían diferentes porcentajes de YPF, hasta que la privatización definitiva se consumó en **1999** cuando el Estado Argentino vendió las acciones restantes a la española REPSOL.

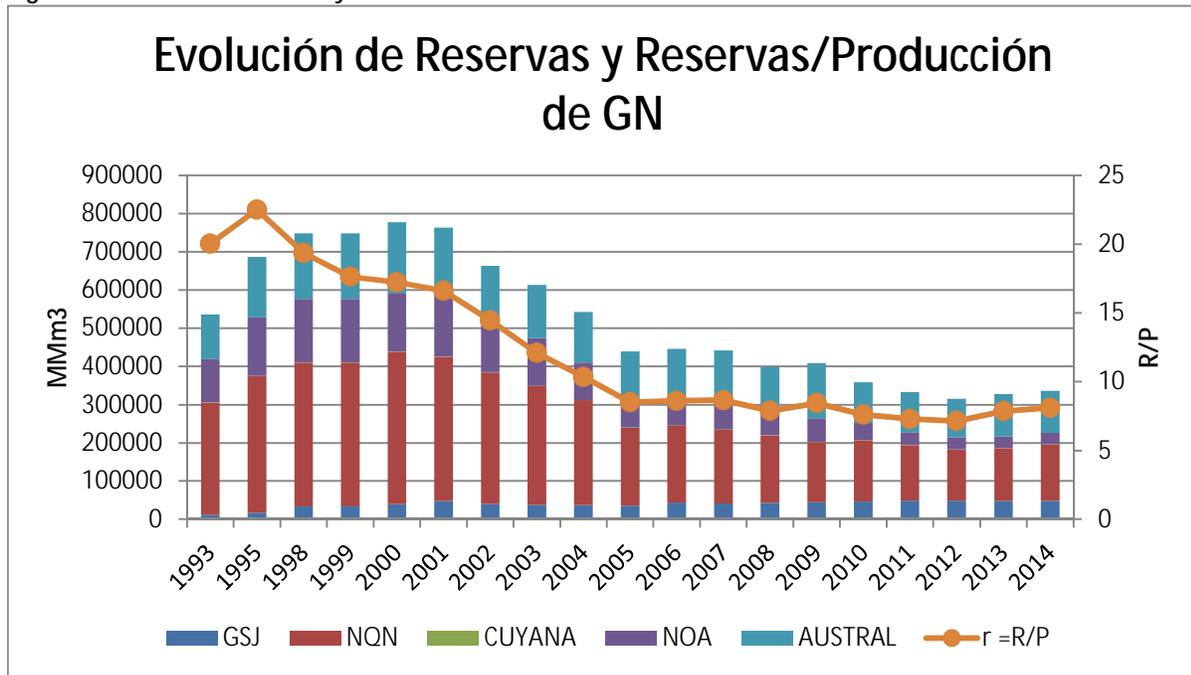
**El esquema de financiamiento se basó en contratos de concesión mediante una tarifa unitaria en contratos de capacidad firme, una hipótesis de crecimiento de mercado y ciertas inversiones obligatorias.**

Bajo este esquema, y hasta el año 2001, no se construyeron gasoductos nacionales nuevos. Esto pudo haberse debido a que el gran centro de demanda no había sido modificado (Buenos Aires y alrededores) por lo que la **necesidad** recaía principalmente en **ampliar la capacidad de los actuales gasoductos**, tal es así que durante este período se construyeron más de 2.000 kilómetros de Loops y 300.000 HP de compresión adicionales a lo largo de las trazas preexistentes, todos ellos **para llevar más gas a Buenos Aires.**Es importante aclarar que las inversiones en Loops y en estaciones de compresión son más pequeñas que aquellas requeridas para la construcción de gasoductos nuevos.

A falta de construcciones de gasoductos nacionales nuevos, **en los años que van desde 1990 a 1999 se construyeron gasoductos internacionales.** Podemos pensar entonces en **una política direccionada a exportar el energético** Vs una tendiente a satisfacer la demanda local, pero cierto es también que las reservas eran muchas en aquel entonces y que la demanda local era baja.

Las empresas que se quedaron con las áreas de YPF lo hicieron negociando el repago de sus adquisiciones con producción, y como la demanda local era insuficiente la opción de exportar el energético hacia rentable la ecuación a **primaba la exportación.** Desde el punto de vista empresarial es indiscutible, pero desde el punto de vista político tal vez esta decisión debió haber sido acompañada con alguna ley que exigiera a las operadoras la reposición de las reservas, ya que algunos años después de terminadas las obras, los gasoductos internacionales debieron frenar su operación por falta de gas para satisfacer las necesidades internas.

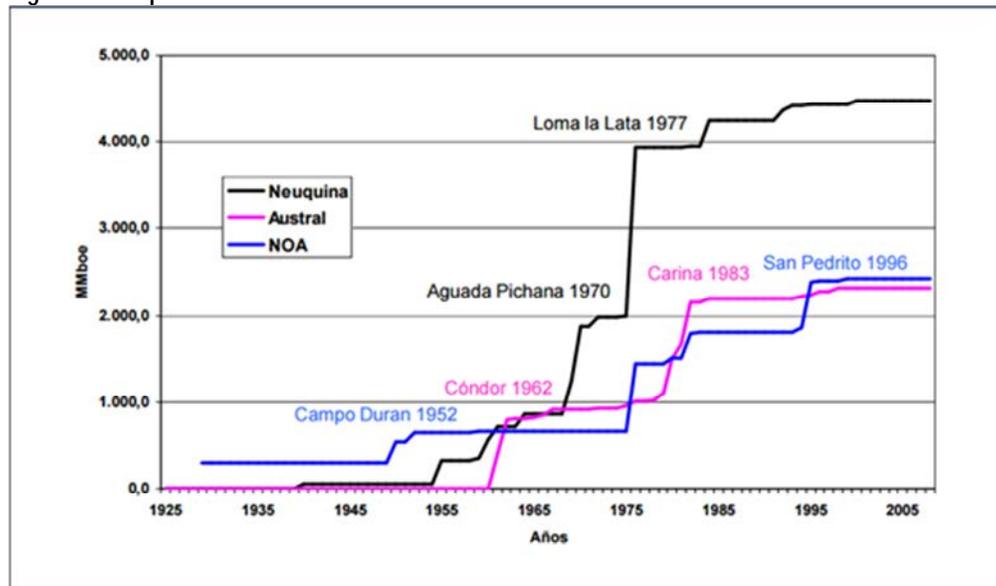
Fig.18. Evolución de Reservas y Reservas/Producción de GN



Fuente: elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía – IAPG y Tenaris.

Del gráfico precedente se observa que a inicios de los 90'- si bien las reservas de GN eran altas (24 años) , durante esa década y los años que siguieron las incorporaciones de reservas no acompañaron la producción, y este número fue disminuyendo gradualmente hasta una actualidad por debajo de los 10 años.

Fig. 19. Incorporación Histórica de Reservas de Gas Natural



Fuente: IAPG

Los gasoductos internacionales:

#### ü 1996: Gasoducto Bandurria-Cullen

En 1996 comenzó a operar el gasoducto Bandurria/Cullen, de 48 km de extensión. Transporta hidrocarburo desde el yacimiento Planta San Sebastián, en Tierra del Fuego, territorio argentino, hacia la planta Cullen, en suelo chileno.

Con una capacidad de transporte de 2 MMm<sup>3</sup>/d, a través de tubos de entre 12 y 6 5/8, su principal cliente es la canadiense Methanex.

#### ü 1997: Gasoducto Gas Andes

La importancia de este gasoducto, propiedad de AES Gener (13%), Metrogas (13%), CGC (17,5%), Total Gasandes (10%), Total Gas y electricidad Chile S.A. (46,5%), es que abastece a la zona central del país. Finalizada su construcción e inicio de operaciones en 1997, luego de un desembolso de U\$S 350 millones, el ducto de 24" de diámetro comenzó a transportar a través de sus 463 km (313 por lado argentino y 150 por territorio chileno) gas natural de la provincia de Neuquén derivado por el TGN en la localidad de La Mora, Mendoza (Argentina). Su destino: San Bernardo, Región Metropolitana, desde donde a través de un City Gate se extiende por toda la zona central, incluyendo la VI Región.

Con una capacidad contractual de transporte de 9 MMm<sup>3</sup>/d, GasAndes tiene como principales clientes a Metrogas, Eléctrica Santiago S.A., Nehuenco y San Isidro.

**Ü 1999: Gasoducto Atacama.**

De propiedad de CMS Energy y Endesa (cada una con un 50%), el gasoducto Atacama –que posee un diseño de 8,5 MMm<sup>3</sup>/d por una cañería de 20” de diámetro- se extiende a través de 530 km por suelo argentino y 410 km por territorio chileno. Cuando comenzó a operar, en 1999, se habían invertido U\$S 380 millones. El yacimiento que alimenta el gasoducto Atacama se ubica en la localidad de Cornejo, en la provincia de Salta, correspondiente a la cuenca Noroeste, desde la cual se deriva el gas natural hacia las ciudades de Calama y Mejillones, ambas en la II Región, ello con el fin de alimentar la central Atacama, ciclo combinado de 780 MW, y a la distribuidora Progas.

**Ü 1999: Gasoducto del Pacífico**

Nutrido de gas natural desde el yacimiento Loma La Lata, Cuenca de Neuquén, el Gasoducto del Pacífico tiene una capacidad de transporte nominal –por tubos de 24” de diámetro- de 9,5 MMm<sup>3</sup>/d (dependiendo de su compresión). Su extensión es de 298 km por suelo argentino y 242 km por territorio chileno (incluyendo ramales). Comenzó a operar en 1999, luego que se invirtieran, por parte de las empresas participantes en la empresa (TransCanada, 30%; YPF, 10%; Gasco, 20%; El Paso Energy, 21,8%; y Enap; 18,2%), alrededor de U\$S 342 millones y se dejaron comprometidos U\$S 58,9 millones para futuras ampliaciones.

Las entregas de destino son Talcahuano, Cerro la U, Coronel, Las Mercedes, Las Palmas y Nacimiento, ubicados en la VIII Región, todos ellos a través del conglomerado Innergy Soluciones Energéticas S.A.

**Ü 1999: Gasoducto Condor – Posesión**

El ducto, cuyo inicio de operaciones se remonta a 1999, inyecta hidrocarburo a Methanex, la empresa de capitales canadienses que posee instalaciones en la zona austral del país.

De propiedad de la Empresa Nacional del Petróleo (Enap) y Repsol YPF, Cándor-Posesión (9 km de extensión) transporta a través de un tubo de 12 ”s de diámetro gas natural desde el yacimiento Cándor, en la cuenca Austral, hacia la planta Posesión.

**Ü 2000: Gasoducto Norandino.**

El gasoducto Norandino tiene una extensión total de 780 km (380 km por Argentina y 400 km por Chile). De propiedad de la belga Tractebel y Southern Electric, el ducto –que comenzó a operar en 1999- tuvo un costo total de U\$S 400 millones. El

gasoducto une el yacimiento Pichanai (Salta) con la localidad de María Elena (II Región), punto en donde el gasoducto se divide en dos ramales, uno con destino a Tocopilla y el otro hacia Mejillones y Coloso. Su capacidad total de transporte es de 7,1 MMm<sup>3</sup>/d por cañería de entre 20”y 12” de diámetro. Sus principales clientes son las generadoras Edelnor y Electroandina, además de la comercializadora Distrinor.

Ü **2000: Gasoducto ALDEA BRASILEIRA** (Entre Ríos) – **URUGUAYANA** (Brasil) de 24" de diámetro para abastecer a una Central Térmica de 600 MW en Uruguayana. Este gasoducto actualmente podría ser interesante su conexión con el futuro GNEA. La última capacidad del proyecto fue de 10MMm<sup>3</sup>/d.

Ü **2002: Gasoducto Cruz del Sur**

Con 215 km de extensión y 3MMm<sup>3</sup>/d de capacidad, el transporte de gas natural por el Gasoducto Buenos Aires – Montevideo permite que distintos cargadores suministren gas para la generación de energía y para uso industrial, comercial y doméstico.

Troncales: Gasoducto subfluvial para el cruce del Río de la Plata, entre Punta Lara (Argentina) y Santa Ana, Colonia (Uruguay), con una longitud aproximada de 57 Km, 24" de diámetro y presión máxima de diseño de 95 bar. Gasoducto troncal terrestre de transporte entre Santa Ana (Colonia) y Montevideo, pasando por una servidumbre establecida en los predios privados. Esta cañería posee un diámetro de 18", una longitud aproximada de 145 Km y presión máxima de diseño de 80 bar.

Latelares: se encuentran instalados principalmente en franjas de uso privado (calles y rutas), con diámetros variables entre 4" y 20" y con una presión máxima de diseño de 24,5 bar. Todos los laterales totalizan aproximadamente 200 km

Los dueños de la operación de este gasoducto son: BG Group (40%), PAE (30%), ANCAP (20%) y Wintershall (10%).

Considero importante en este punto enunciar brevemente el episodio del corte de gas a Chile para posterior reflexión. Argentina y Chile firmaron un protocolo de integración gasífera en 1995. Durante aquellos años 90 ambos países realizaron contratos de compra-venta que continuaron a principios de siglo. El periódico Chileno "El Mercurio", en su edición de 13 de Marzo de 2005, enumera lo que para ellos fueron las 10 claves de la crisis. La edición no se encuentra disponible en la sección de "ediciones anteriores" del periódico on-line, pero sí subida a los archivos del IAE ([www.iae.org.ar/lacrisis38.pdf](http://www.iae.org.ar/lacrisis38.pdf)) Las transcribo:

### **1 ¿Desde cuándo Chile depende del gas argentino?**

En 1995, el presidente chileno Eduardo Frei y el argentino, Carlos Menem, firmaron un protocolo de integración gasífera que eliminó las restricciones para comprar este combustible en el vecino país. Desde entonces, Chile opta por este combustible debido a que es más barato que el diesel y el carbón y, supuestamente, más estable que el agua.

### **2 ¿Por qué nuestro sistema energético es tan vulnerable a lo que ocurra en Argentina?**

Todas las nuevas plantas generadoras de energía que se construyen a partir de esa fecha operan con este combustible. Antes de que comenzaran las restricciones, Chile importaba diariamente

21 millones de metros cúbicos desde Argentina. El grueso estaba dirigido a las generadoras de electricidad, otra parte a las industrias y sólo el 8% a consumo domiciliario.

### **3 ¿Por qué Argentina restringió los envíos de gas a Chile?**

En enero de 2002, Argentina acaba con la paridad cambiaria y congela las tarifas de los servicios públicos. Los ingresos de las empresas de gas en el mercado interno bajan a un tercio, por lo que éstas congelan sus inversiones en la prospección y puesta en marcha de nuevos pozos a los que recurrir cuando se agotasen los que están en explotación. En el año 2003 el gas comenzó a escasear, a la vez que la demanda de Argentina creció fuertemente por su bajo precio relativo. Como reacción, el gobierno argentino privilegió el mercado interno frente a las exportaciones.

### **4 ¿Cuándo comenzaron las restricciones?**

Los primeros recortes se produjeron en marzo de 2004. Este año se iniciaron en enero, mucho antes de lo previsto, y se extendieron a todas las regiones del país. En marzo, la situación se agravó y durante todo el mes llegarán 7,4 millones de metros cúbicos diarios menos. No se sabe qué pasará en abril.

### **5 ¿Quiénes son los más afectados?**

El sector industrial de la zona central, porque se les recortó el 70% del suministro y afecta a 250 industrias del país. Puesto que el 20% de la electricidad que se consume proviene de plantas de ciclo combinado, que funcionan con gas natural argentino, el sector eléctrico también está afectado, aún cuando en algunos casos estas empresas pueden funcionar con diesel. Al cambiar de combustible, sin embargo, sus costos diarios aumentan de US\$150 mil a US\$750 mil, y la ley les impide traspasar este incremento a las tarifas públicas.

### **6 ¿Se cortará el gas a los domicilios?**

Es un escenario bastante improbable. Por ley, el consumo residencial sería lo último en cortarse, incluso si Argentina suspende completamente sus exportaciones a Chile. Las distribuidoras, entre ellas Metrogas, cuentan con plantas de propano aire para enfrentar una emergencia por varios días.

### **7 ¿Habrá cortes de electricidad?**

No se puede descartar el racionamiento. Si éste es un año lluvioso, se podrían evitar los cortes. Para el 2006 y 2007 el panorama empeora, porque el crecimiento económico impulsa el aumento de la demanda eléctrica a tasas de 7% a 8% anual. En Argentina el panorama es aún más desalentador, pues se anuncia que este año habrá racionamiento eléctrico.

**8 ¿Subirán los precios de la electricidad?**

El actual marco normativo impide subir las tarifas como consecuencia del mayor costo que hoy tiene producir electricidad. Sin embargo, se estudia un proyecto de ley que podría flexibilizar esta situación para que las empresas no asuman todo el costo de la crisis.

**9 ¿Cuál es la solución?**

No existen salidas inmediatas para la crisis de suministro que hoy atravesamos. Todas las soluciones son de más largo plazo, ya que la construcción y puesta en marcha de una nueva central generadora en Chile, que opere con un combustible distinto al gas argentino, demoraría al menos tres años.

**10 ¿Por qué no se están construyendo nuevas centrales, si existe demanda suficiente?**

Las eléctricas esperan cambios en la normativa antes de ponerse a invertir. Quieren que se flexibilice el marco tarifario, para que sea posible traspasar a precios los mayores costos de generación que deben enfrentar en situaciones como la actual. Las generadoras también esperaban que se modificara el decreto 99 bis, que las obliga a compensar a los clientes regulados, que son los distribuidores, cuando no les pueden otorgar el suministro, sin importar si es por fuerza mayor, como en este caso. Sin embargo, el viernes se supo que el proyecto de ley que está analizando el gobierno no acogió esta demanda.

## 4.4 DICTADO DE LA LEY DE EMERGENCIA (2002-ACTUALIDAD)

A comienzos de 2002 se dicta la ley 25.561, Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario ("Ley de Emergencia"), que luego de la devaluación del peso y el abandono de la convertibilidad, **implicó la pesificación de las tarifas de transporte y distribución, el congelamiento parcial de los precios del gas en boca de pozo, y la ruptura unilateral de los contratos por parte del Estado.**

En una acotada explicación de esta ley, sancionada en enero de 2002, diría que estableció un andamiaje jurídico de excepción bajo el concepto de "emergencia", proveyendo al gobierno una serie de facultades extraordinarias: **establecer el sistema que fije la relación de cambio entre el peso y las divisas extranjeras; pautar retenciones a la exportación de hidrocarburos; congelar tarifas y renegociar los contratos de los servicios públicos en manos de empresas privadas, entre otros.**

**ARTICULO 8°** — Dispónese que a partir de la sanción de la presente ley, en los contratos celebrados por la Administración Pública bajo normas de derecho público, comprendidos entre ellos los de obras y servicios públicos, **quedan sin efecto las cláusulas de ajuste** en dólar o en otras divisas extranjeras y las cláusulas indexatorias basadas en índices de precios de otros países y cualquier otro mecanismo indexatorio. **Los precios y tarifas resultantes de dichas cláusulas, quedan establecidos en pesos a la relación de cambio UN PESO (\$ 1) = UN DOLAR ESTADOUNIDENSE (US\$ 1).**

**ARTICULO 9°** — Autorízase al Poder Ejecutivo nacional a renegociar los **contratos** comprendidos en lo dispuesto en el Artículo 8° de la presente ley. En el caso de los contratos que tengan por objeto la prestación de servicios públicos, deberán tomarse en consideración los siguientes criterios: 1) el impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos; 2) la calidad de los servicios y los planes de inversión, cuando ellos estuviesen previstos contractualmente; 3) el interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios; 4) la seguridad de los sistemas comprendidos; y 5) la rentabilidad de las empresas.

(Nota Infoleg: por art. 1 de la [Ley N°25.790](#) B.O.22/10/2003, se dispone la **extensión hasta el 31 de diciembre de 2004** el plazo para llevar a cabo la **renegociación de los contratos de obras y servicios públicos**. Dicha negociación podrá abarcar a determinados sectores de servicios públicos o a determinadas contrataciones en particular. Por art. 1° de la [Ley N° 25.972](#) B.O. 17/12/2004 **se prorroga, hasta el 31 de diciembre de 2005**, el plazo de la presente Ley N° 25.790. Vigencia: a partir del día siguiente al de su publicación en el Boletín Oficial).

En los años que siguieron, la ley fue prorrogada parcialmente año a año. **En el 2009** el oficialismo logró ratificar la prórroga hasta el 31 de diciembre de 2011. El senador del Frente para la Victoria y titular de la Comisión de Presupuesto, Fabián Ríos, argumentó en ese momento que “este tipo de programas tiene que permanecer hasta que el flagelo de la pobreza, que aún está presente en la Argentina, pueda ser erradicado”, y agregó, sobre otro de los aspectos de la ley: “La renegociación de contratos con empresas concesionadas no terminó, estamos a mitad de camino; aún no está totalmente regularizada la concesión de los servicios públicos que se realizaron en la década del ‘90.”

Asimismo, en **Octubre de 2015**, Diputados aprobó prorrogar la Ley de Emergencia Económica hasta **Diciembre de 2017**.

Frente a este escenario, la realización de expansiones en las redes de gas necesitaban de algún mecanismo de financiación.

## 4.5 LAS AMPLIACIONES DEL TRANSPORTE DE GAS

En el período que va desde el 2004 al 2008, luego de la declaración del Estado de Emergencia en el país con la **pesificación y congelamiento deprecios de las tarifas de gas**, confluyen una demanda flat de energía con una producción en declive de Petróleo y Gas Natural (**fuerte caída en la producción de gas en Neuquen en 2006**), una reducida exploración para reponer reservas, y una matriz energética preponderantemente térmica. **Las empresas transportistas, no logrando el repago con sus tarifas**, comienzan a utilizar **mecanismos de fideicomisos** como financiación de los proyectos. El Fideicomiso es una figura jurídica que posibilita colocar fondos en un patrimonio independiente para destinarlo a ciertas finalidades. **En este sentido, la Nación – a través de la creación de NAFISA (Nación Fideicomisos) en el año 2004 - constituyó fideicomisos destinados a financiar expansiones para el transporte de gas.**

### Figuras de los Fideicomisos de Gas:

**Fiduciante:** son las propias compañías licenciatarias del servicio público del transporte de gas, las cuales transfieren la propiedad fiduciaria de ciertos activos afectados en forma exclusiva al desarrollo y conclusión de cada proyecto, **así como también el derecho a expandirse**. En los casos particulares de (Ejemplos: TGN – TGS, actuando como fiduciantes y gerenciantes de los proyectos).

**Fiduciario Financiero:** es la entidad designada para actuar como tal bajo cada uno de los proyectos a ser estructurados bajo el referido marco legal. En el ejercicio de sus funciones como

fiduciario, dicha entidad no actuará a título personal, sino en representación de cada fideicomiso. Ejemplo: NACION FIDEICOMISOS (NAFISA).-

**Fideicomisario:** será el propio fiduciante, como destinatario final de la obra, una vez que se cancele el financiamiento obtenido, adquiriendo en consecuencia la titularidad plena de la misma, como resultado de la extinción del fideicomiso (TGS – TGN)

**Organizador del Programa:** la Secretaría de Energía de la Nación.

**A partir del Decreto N° 180/04**, el Poder Ejecutivo creó el Fondo Fiduciario para atender Inversiones en Transporte y Distribución de gas, el que se constituiría en el ámbito de las Licenciatarias de esos servicios y sería un patrimonio de afectación específico del sistema de gas, cuyo objeto exclusivo es la financiación de obras de expansión, en el marco del Artículo 2° de la Ley de N° 24.076, y en especial en el inciso b) de ese artículo.

Dicho Fondo Fiduciario fue integrado por: **(i) cargos tarifarios a pagar por los usuarios** de los servicios regulados de transporte y/o distribución; **(ii) los recursos que se obtengan en el marco de programas especiales de crédito** que se puedan acordar con los organismos o instituciones pertinentes, nacionales o internacionales; **y (iii) a través de otros sistemas de aportes específicos**, a realizar por los beneficiarios directos.

**La Resolución N° 185/04** del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (MPFIPyS), dictada **al amparo del Decreto N°180/04**, provee la Constitución de un **Programa de Fideicomisos de Gas** a organizar por la Secretaría de Energía, **dedicado a la financiación de obras de infraestructura de transporte y distribución de gas natural** y dispone que el **ENARGAS aprobará las obras a ejecutarse** conforme al régimen establecido en la esta resolución así como los montos de las mismas y cargos tarifarios a crearse para integrar el patrimonio fideicomitado de cualquiera de los Fideicomisos previstos en la presente norma.

Bajo esta metodología de fideicomisos financieros, desde el año 2005 TGN se desempeña como Gerente de Proyecto de las ampliaciones realizadas. Así se incorporaron al sistema de TGN 3 nuevas plantas compresoras (La Candelaria en Salta, Tío Pujio y Leones en Córdoba), más de 1000 km de gasoductos y 56,640 HP de potencia.

## 4.5.1 AMPLIACIONES EN EL SISTEMA NORTE

### “Ampliación 2005”

En el Gasoducto Centro Oeste ( 30 km de gasoducto,+0,55 MMm<sup>3</sup>/día) y en el Gasoducto Norte(212 km de gasoductos + 3 plantas compresoras en las localidades de Lumbreras (Salta), Lavalle (Santiago del Estero) y Deán Funes (Córdoba) con un total de 25.710 HP,+1,8 MM m<sup>3</sup>/d). El Fideicomiso fue organizado por la Secretaría de Energía,actuando Nación Fideicomisos S.A. como fiduciario y TNG como gerenciador.

### “Ampliaciones 2006-2008”

En septiembre de 2005, por medio de un Concurso Abierto de Capacidad para la expansión del Sistema de Gasoductos Norte organizado por la Secretaría de Energía, el ENARGAS adjudicó 15,2 MM m<sup>3</sup>/d en el Sistema de Gasoductos Norte. Este proyecto implica la construcción de aproximadamente 1.860 kmde gasoductos paralelos(“Loops”) y la incorporación de +55.000 HP de potencia adicional en tres nuevas plantas y en dos ya existentes.

**Actualmente bajo la figura de este fideicomiso se esta llevando a cabo la ampliación del sistema Norte en 5,2 MMm<sup>3</sup>/d para finales del 2015.**

En su mayoría, las ampliaciones Norte y Sur, bajo el sistema de Fideicomiso, fueron ejecutadas por la Empresa Brasileira CONSTRUTORA NORBERTO ODEBRECHT (CNO) debido a que la financiación proviene de un crédito del Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES),donde uno de sus requisitos para el otorgamiento del mismo es que los insumos y las empresas proveedoras sean Brasileiras.

## 4.5.2 AMPLIACIONES EN EL SISTEMA SUR

Desde el inicio de su gestión en 1992, TGS a ampliado el Sistema de Transporte desde 43 MMm<sup>3</sup>/d a 81,4 MMm<sup>3</sup>/d atendiendo al incremento gradual de la demanda, instalando loops de cañería y potencia adicional en las plantas compresoras a lo largo del sistema de transporte.

### “Fideicomiso de expansión 2005 – NEUBA II Y SAN MARTIN”

**Gasoducto San Martín**, en +296 km de 30” de diámetro, y el **NEUBA II**, en +160 km de 36” de diámetro, de modo que puedan transportar +2,9 MMm<sup>3</sup>/d de gas adicionales a la Pcia de Bs As.

### “Fideicomiso de expansión 2006-2008”

Actualmente se desarrollan las ampliaciones para responder a una capacidad asignada de 10,7 MMm<sup>3</sup>/d en el marco del Concurso Abierto 02/05, repitiendo la estructura empleada para desarrollar las expansiones del año 2005.

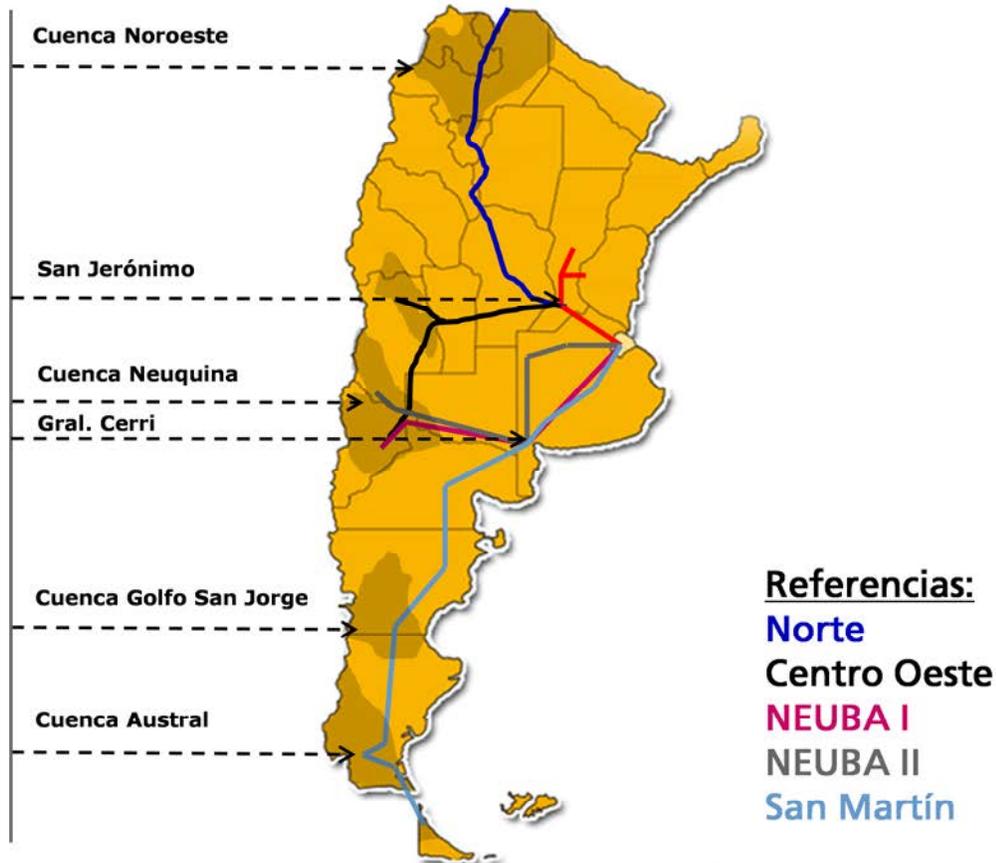
Fig.20. Logo de Nación Fideicomisos S.A.



Fuente: NA.FI.SA

## 4.6 EL SISTEMA DE TRANSPORTE INTERNO ACTUAL

Fig.21. Sistema de Transporte Interno Argentino de Gas Natural



Fuente: elaboración propia con datos del ENARGAS.

El actual sistema de Transporte consta de 2 Transportadoras: Transportadora Gas del Norte (TGN) y Transportadora Gas del Sur (TGS)

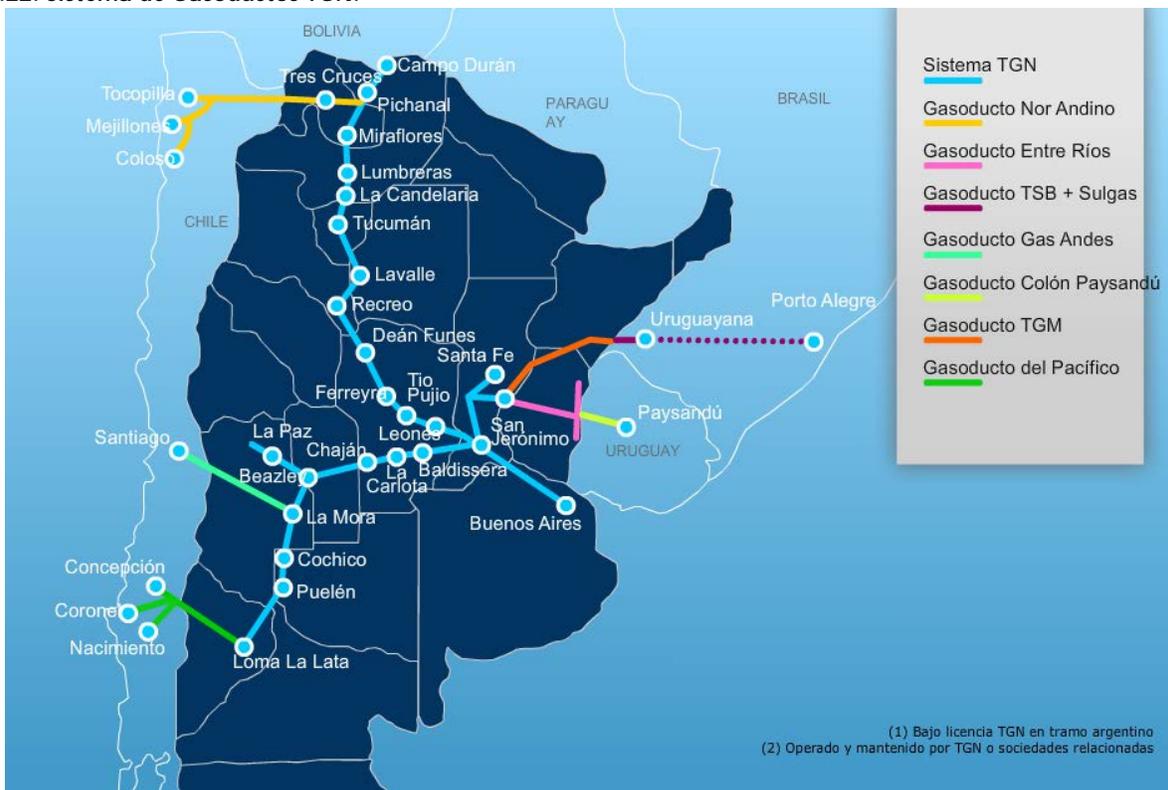
## 4.7 TRANSPORTADORA GAS DEL NORTE

Transportadora Gas del Norte (TGN) es la empresa dedicada al transporte de gas natural por gasoductos de alta presión en el centro y norte de la Argentina. Sus dos gasoductos troncales, el Norte y el Centro Oeste, se extienden a lo largo de más de 6600 km. Con ellos, TGN abastece a 8 de las 9 distribuidoras de gas, y a numerosas generadoras eléctricas e industrias ubicadas en 15 provincias argentinas.

El sistema de TGN está vinculado con el transporte de gas a países vecinos: al centro y norte de Chile a través de los Gasoductos GasAndes, Gas del Pacífico y Nor Andino; al sur de Brasil por medio del Gasoducto a Uruguayana (Transportadora de Gas del Mercosur - TGM); y a Uruguay por el Gasoducto Entrerriano.

En total, la empresa opera y mantiene más de 9000 km de gasoductos.

Fig.22. Sistema de Gasoductos TGN.



Fuente:TGN

### 4.7.1 EL GASODUCTO NORTE

El Gasoducto Norte **nace en Campo Durán** (provincia de Salta) y, luego de recorrer 1.454 km, llega a la planta compresora San Jerónimo (provincia de Santa Fe). A lo largo de su traza se ubican 12 plantas compresoras, una de las cuales es compartida con el gasoducto Centro Oeste. El sistema posee una capacidad de inyección de **27,5 MMm3/d** y una longitud total de **4.509 km**, si se suman los tramos que alimentan el Gran Buenos Aires.

Los contratos de transporte firme de TGN para el Gasoducto Norte totalizaron a fines de diciembre de 2014 23.2 MMm3/día.

Atraviesa en su recorrido desde el extremo norte hasta la región pampeana diferentes ecorregiones. Esta amplia biodiversidad, acentúa la sensibilidad necesaria para prestar el servicio público de transporte de gas natural con responsabilidad ambiental.

### 4.7.2 EL GASODUCTO CENTRO OESTE

El Gasoducto Centro Oeste comienza en el yacimiento de Loma La Lata (provincia del Neuquén) y recorre 1.121 km para llegar a la planta compresora San Jerónimo. A lo largo de su traza se encuentran 8 plantas compresoras. Posee una capacidad nominal de transporte de **34,1 MMm3/d** y **2.174 km de cañerías en paralelo**.

Los contratos de transporte firme de TGN para el Gasoducto Centro Oeste totalizaron a fines de diciembre de 2014 28,6 MMm3/día.

Actualmente, TGN opera un sistema de más de 6600 km de gasoductos, 20 plantas compresoras y 374.020 HP de potencia instalada:

Tabla 1 - Potencia Instalada en los Gasoducto Norte y Centro Oeste

	Gasoducto Norte	Gasoducto Centro Oeste	Total
Km	4509	2174	6683
Plantas Compresoras	12	8	20
Potencia instalada (HP)	204,62	169,4	374
Cap. de transporte MMm3/d	26	32	58

Fuente: elaboración propia con datos de TGN

## 4.8 TRANSPORTADORA GAS DEL SUR

Transportadora de Gas del Sur S.A. (TGS) es la empresa dedicada al transporte de gas natural por gasoductos de alta presión en el Sur y Suroeste de la Argentina. Sus 4 gasoductos troncales, el NEUBA I, NEUBA II, San Martín y Cordillerano se extienden a lo largo de más de **8.600 km**, ofreciendo una capacidad firme de gas de **80,55 MM m<sup>3</sup>/d**. Desde el comienzo de operaciones TGS aumentó su capacidad en 33 MM m<sup>3</sup>/d.

Fig.23. Gasoductos del Sur



Fuente: TGS

### 4.8.1 EL GASODUCTO NEUBA I

TGS. El gasoducto Neuba I transporta gas atravesando las provincias de Buenos Aires, La Pampa, Río Negro y Neuquen. Posee una capacidad de transporte de **14,1 MM m<sup>3</sup>/d** y **1971 km** de cañería de 24" y 30", con 8 plantas compresoras.

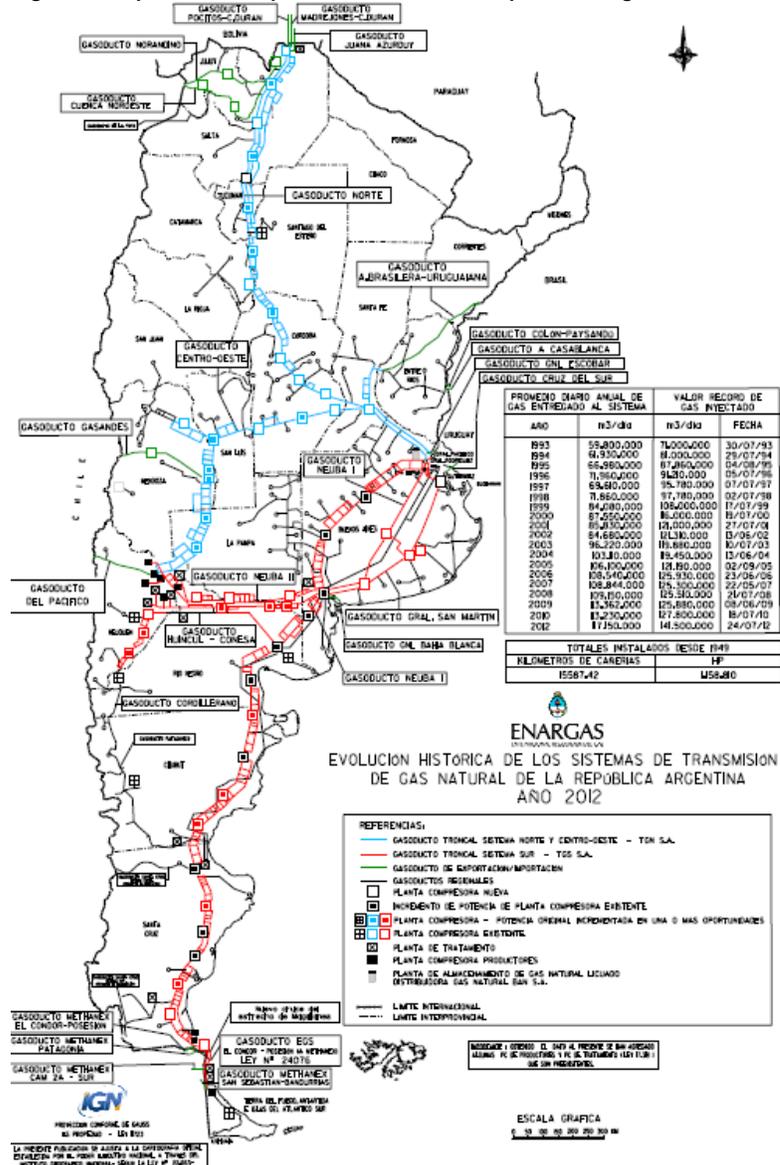
### 4.8.2 EL GASODUCTO NEUBA II

TGS. El gasoducto Neuba II transporta gas atravesando las provincias de Buenos Aires, La Pampa, Río Negro y Neuquen. Posee una capacidad de transporte de **29,5MMm<sup>3</sup>/d** y **2.201 km** de cañerías de 30" y 36" con 6 plantas compresoras.

### 4.8.3 EL GASODUCTO SAN MARTÍN

El gasoducto San Martín transporta gas atravesando las provincias de Buenos Aires, La Pampa, Río Negro, Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego. Posee una capacidad de transporte de **36,6 MMm<sup>3</sup>/d** y **3.756 km** de cañerías de 30", con 16 plantas compresoras.

Fig. 24.-Mapa del Transporte de Gas en La República Argentina, año 2012.



Fuente: ENARGAS

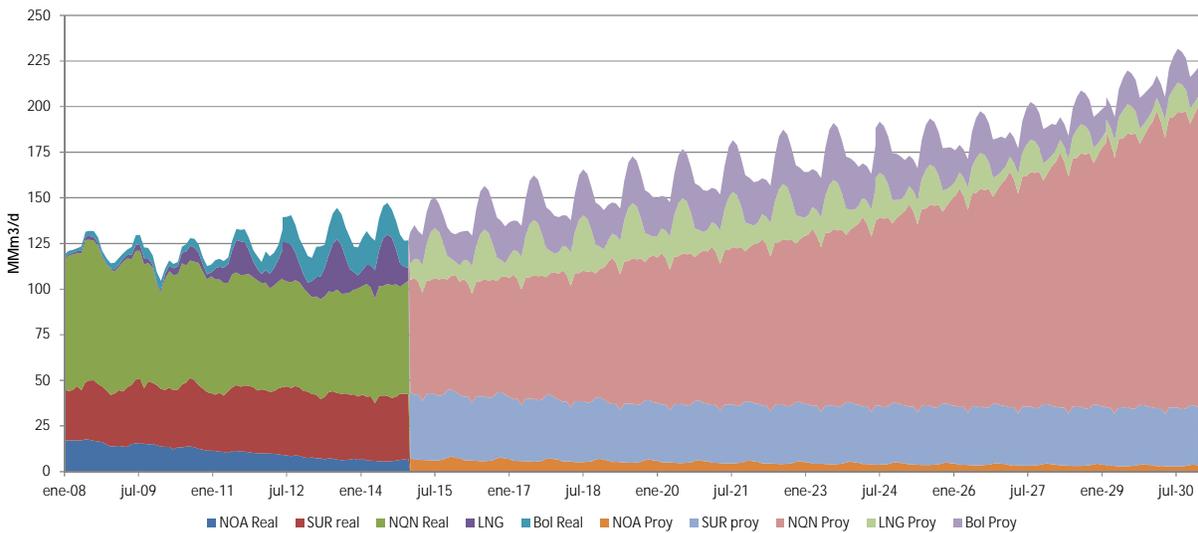
# 5. ESCENARIOS DE OFERTA Y DEMANDA

OBJETIVO PARTICULAR 2

## 5.1 LA OFERTA

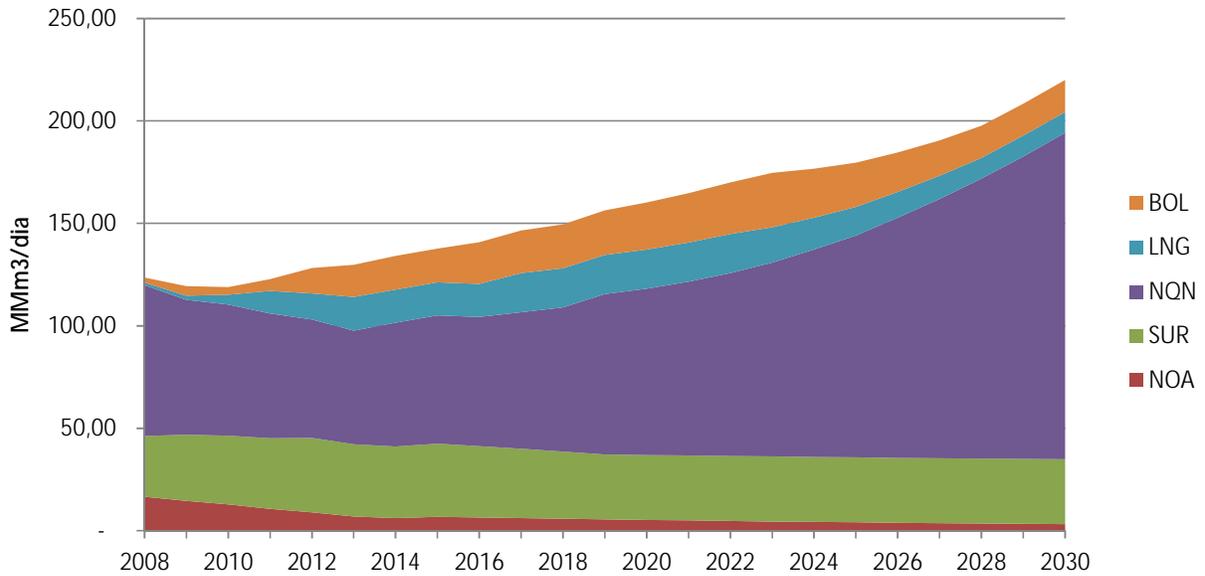
Fig25 y 26. Proyección mensual de la Oferta de Gas Natural Total

Oferta de GN - Proyección mensual



Fuente: elaboración propia

### Promedio de GN Ofertado

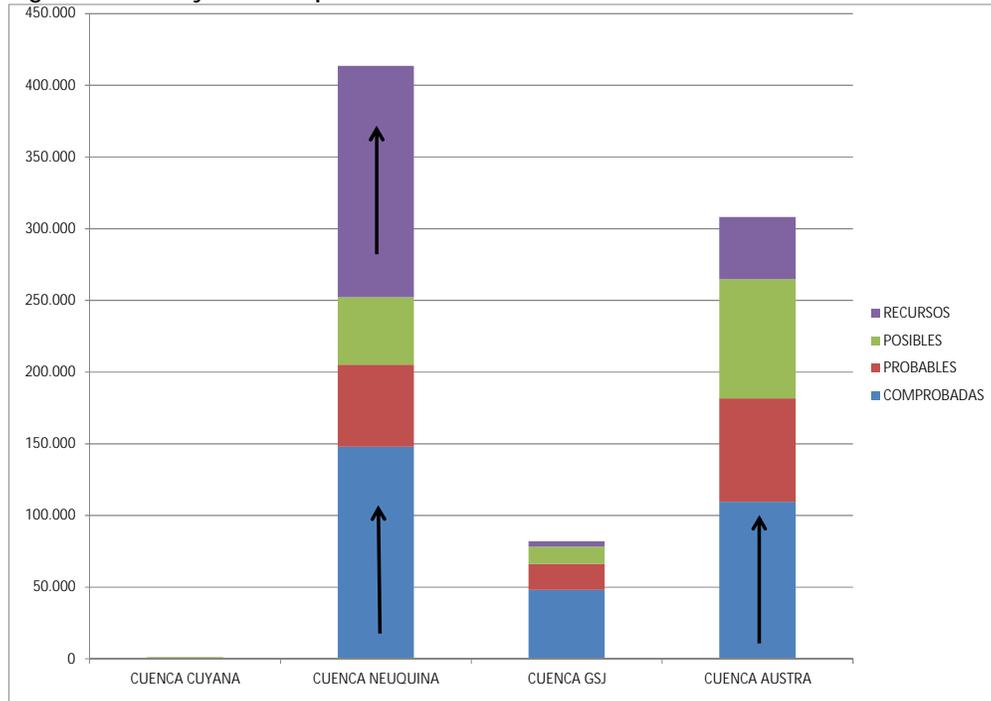


Para la elaboración del escenario de oferta de gas natural expuesto en los gráficos precedentes, se tuvieron en cuenta las siguientes premisas:

- NOA: -5% declinación anual cuenca gas
- SUR: -0,6% declinación anual cuenca gas
- NQN: +7% crecimiento ascendente, X anual al 2030 = 7%
- LNG: +3 MMm3/d proveniente de Uruguay a partir de 2017 y hasta 22'. Declina en 2023 -10%.-
- BOL: Aumenta hasta el consumo máximo de 26/27 MMm3/d al 2023. Luego declina hasta niveles actuales (16 MMm3/d)

Analizando las reservas en cada cuenca, resulta razonable pensar en que la cuenca Neuquina será la gran protagonista de las próximas décadas, y no solo por las reservas (probadas y posibles) sino por la gran cantidad de recursos contingentes que alberga.

**Fig.27. Reservas y Recursos por Cuenca - 2014**

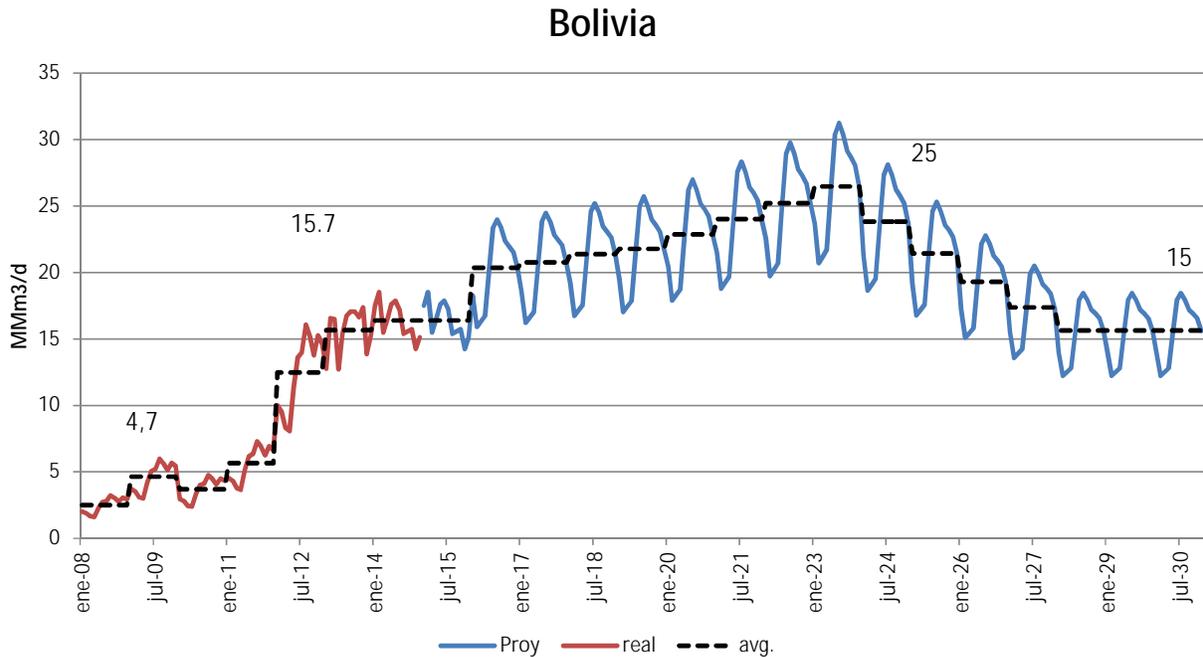


Fuente: elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía e IAPG.

De todas formas, estudiaremos por separado cada una de ellas.

## 5.1.1 BOLIVIA Y LA NECESIDAD DE INCREMENTAR SUS RESERVAS DE GAS NATURAL

Fig28 . Proyección Oferta Gas Natural de Bolivia



Fuente: elaboración propia

Se propone un incremento paulatino del consumo apalancado en los menores costos actuales del gas natural, y la necesidad de Bolivia de incrementar sus reservas para mantener el volumen de divisas. El consumo tendría su máximo coincidente con el contrato vigente ( 26/27 MMm3/d) para el año 2023/4, donde la mayor producción local absorbería parte de este aumento hasta valores de 15/16 MMm3/d al 2030. Esto claramente **dependerá de que Bolivia logre invertir en exploración y pueda suplir a la Argentina aún cuando Brasil tenga la misma necesidad**, frente a un período de baja hidráulica. Actualmente es oportuno mencionar que cuando Brasil presenta necesidad del energético, Bolivia reduce su entrega a la Argentina.

Bolivia ha suministrado Gas a la Argentina desde 1972, con la construcción del Gasoducto Internacional entre Santa Cruz de la Sierra y Yacuiba. A partir del año 2012 las exportaciones de Gas hacia nuestro País tomaron mayor relevancia, como se aprecia en la siguiente tabla que

representa la Balanza Comercial Argentina-Bolivia en millones de USD, e los cuales el 90% corresponde a Gas Natural.

Tabla 2 - Flujo de Comercio entre Argentina y Bolivia

Año	Expo	Impo	Saldo	Flujo de Comercio
2003	242	23	219	265
2004	299	139	160	438
2005	380	269	111	649
2006	381	323	58	704
2007	463	221	243	684
2008	607	149	458	756
2009	581	213	368	794
2010	608	350	258	958
2011	757	629	128	1386
2012	956	<b>1297</b>	<b>-342</b>	2253
2013	793	<b>1746</b>	<b>-953</b>	2539
2014	743	<b>2157</b>	<b>-1414</b>	2900

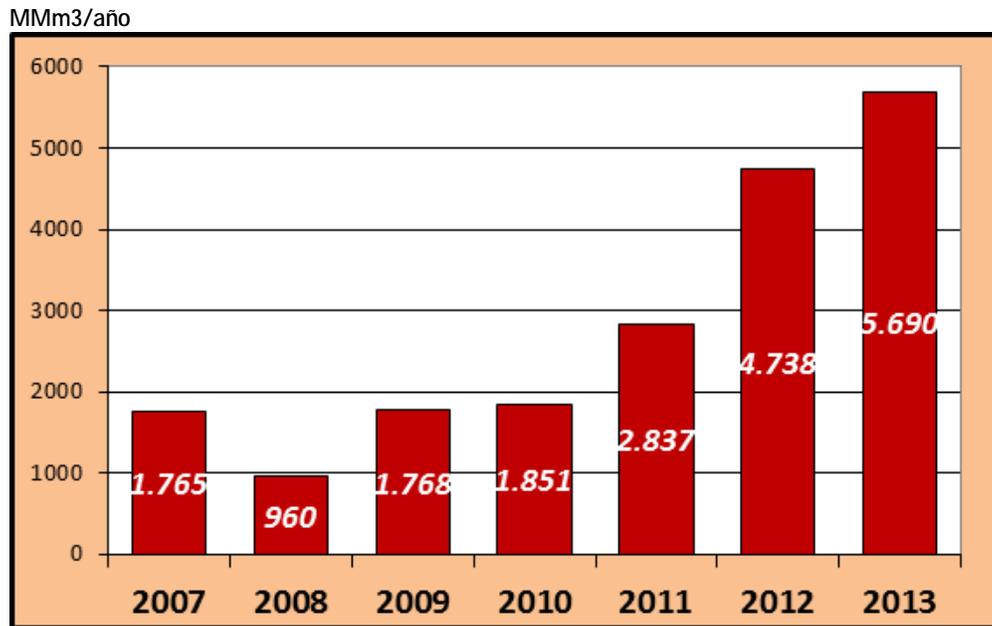
Fuente: CEP, sobre la base INDEC.

En 2006 cuando ENARSA se hizo cargo de la comercialización del gas natural proveniente de Bolivia, suscribió contrato con YPF en enero de 2007 por una duración de 20 años. A los efectos de ajustar los volúmenes que debía entregar YPF durante el período 2007-2009, las partes realizaron diferentes negociaciones a lo largo de este período arribando finalmente a un acuerdo en marzo de 2010, que motivó la suscripción de la Primera Adenda al Contrato cuya entrada en vigencia fue el 1° de mayo de 2010.

En el mes de mayo de 2011 se inició la recepción de gas natural de Bolivia a través del Gasoducto Internacional Juana Azurduy (GIJA), cuya construcción fue realizada por empresas contratistas de ENARSA. En principio, mientras se optimizaba el uso del GIJA se recepcionaban los volúmenes de gas natural de Bolivia a través de los ductos existentes de Yacuiba y Madrejones.

A partir del mes de julio de 2011 todos los volúmenes entregados por YPF se recepcionan a través del GIJA. El 18 de julio de 2012 se firma un Contrato Interrumpible de Compra y Venta de Gas de volúmenes de Gas Excedentes de la Cantidad Diaria Contractual establecida en la Adenda al Contrato firmada en mayo del 2010 por un plazo de 15 años, es decir hasta el 31 de diciembre del 2026.

Fig29.Evolución de Compra de Gas Natural a Bolivia



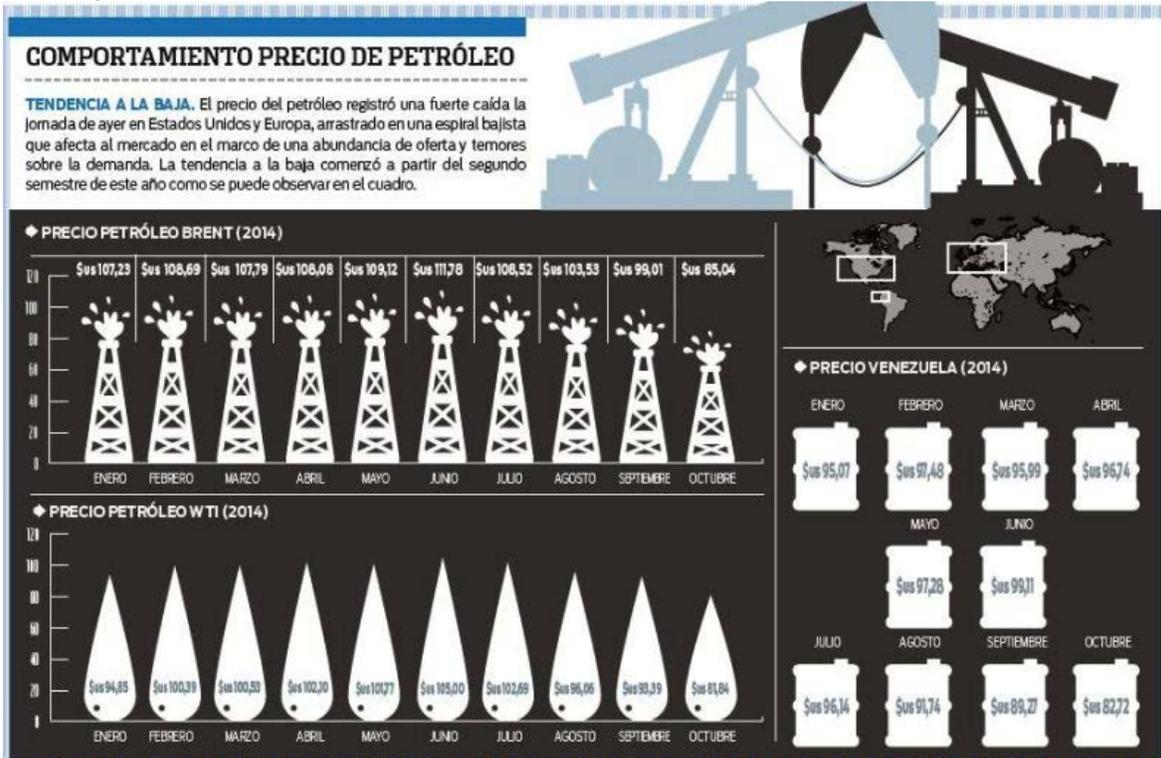
- Durante el 2012, la provisión promedio ha sido de 12,95 MMm<sup>3</sup> a 9300 kcal/m<sup>3</sup> diarios. Este aumento se corresponde con la entrada en vigencia del Contrato Interrumpible que contempla gas adicional al contrato firme hasta 2,7 MMm<sup>3</sup>/d a partir de Julio de 2012.
- Siguiendo con el año 2013, el promedio diario de gas se incrementó a 15,6 MMm<sup>3</sup>a 9300 kcal/m<sup>3</sup> y las entregas del contrato interrumpible llegaron hasta 3,3 MMm<sup>3</sup>/d.

Fuente:ENARSA

Con la caída del precio internacional del crudo, estudiar las reservas de Gas en Bolivia es un análisis más que necesario, debido a la dependencia del precio del energético gaseoso con los indicadores de "Brent Crude" y del "West Texas Intermediate" (WTI).

Bolivia comentaba ya en 2014, en sus principales medios de comunicación, los efectos que tendría la caída de los precios del petróleo en sus ingresos por exportación de gas:

Fig.30. Comportamiento del Precio del Petróleo



Fuente: Plataforma Boliviana Frente al Cambio Climático

El 4 Noviembre de 2014, el Secretario de Hacienda de la gobernación de Santa Cruz, José Luis Parada, explicaba a los medios:

“ La caída en el precio internacional del barril de Petróleo podría afectar a los recursos que reciben gobernaciones, municipios y alcaldías por concepto del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH). La cifra de la pérdida en todos los niveles de gobierno, ante la caída del 25 por ciento en el precio de crudo, alcanzaría hasta a 700 millones de dólares en Bolivia. El barril de petróleo, cuyo costo el año 2013 era superior a los 110 dólares pero en las últimas semanas cayó en el rango de los 82 dólares en la cotización Brent y menos de 80 dólares en el caso del West Texas...” “Esto va afectar para el 2015 en los actuales niveles en unos 600 a 700 millones de dólares en la reducción de la renta petrolera y de lo que recibe del Tesoro General del Estado y también las universidades, los municipios y las gobernaciones por la caída del IDH”

A su vez, en Enero de 2015, el viceministro de Industrialización, Comercialización, Transporte y Almacenaje de Hidrocarburos, Álvaro Arnez, en una entrevista con los medios indicaba:

“La caída en el precio del petróleo será enfrentada por el Gobierno en esta gestión con mayor producción de gas natural y gas licuado de petróleo (GLP) para el mercado interno y externo, ya

que en el país hay la capacidad de generar mayores volúmenes. Evidentemente lo que nosotros vamos a hacer es compensar todo el tema de precios con tener disponible mayor cantidad de volumen”,

La conferencia a los medios continuó informando que Bolivia cuenta con una capacidad de procesamiento de gas natural mucho mayor a la de producción, lo que da la flexibilidad de generar más volúmenes.

Surge nuevo interrogante: **¿Será sencillo para Bolivia destinar recursos a la exploración de Gas?**

El lunes 23 de Marzo de 2015, El diario Boliviano “El Día” publicaba una nota titulada **“Exploración petrolera sigue relegada”**

[http://www.eldia.com.bo/index.php?cat=1&pla=3&id\\_articulo=167941](http://www.eldia.com.bo/index.php?cat=1&pla=3&id_articulo=167941)

“La inversión destinada para este año (2015) en toda la cadena hidrocarburífera asciende a \$us 2.397 millones, de los cuales **\$us 472,8 millones están dirigidos a la exploración de nuevas reservas de gas, es decir un 19,7% del total.** Si bien esta cifra en exploración es mucho mayor a la del año pasado (\$us 262 millones), los expertos señalan que se debe priorizar la exploración de nuevas reservas de gas para poder cumplir con los contratos actuales y renovar los mismos. A su vez indican que se debe atraer empresas internacionales al país para que inviertan en este rubro. Se invierte poco en exploración y el país no es atractivo para la inversión petrolera. Para el experto en hidrocarburos, Francesco Zaratti, la inversión destinada en exploración es muy baja, tomando en cuenta que al país le urge encontrar nuevas reservas para **cumplir con los compromisos asumidos y que va asumir con Brasil a partir del 2019.** También indicó que más que destinar mayores recursos a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), se debe buscar atraer inversiones de riesgo (en exploración) de empresas petroleras de reconocido prestigio y competencia.

“Estamos peor que países como Colombia, Perú, Argentina y por supuesto Brasil. En el ranking de los países atractivos para las inversiones, elaborado por el FraserInstitute, estamos en mismo nivel de Venezuela y Ecuador, muy por debajo de los otros países de la región. Esto implica que la probabilidad de que una empresa seria del sector venga a invertir en Bolivia, es remota. Diría que es el costo de la nacionalización o, mejor dicho, de una manera de confiscar que hoy nos pasa la cuenta”, comenta Zaratti a tiempo de añadir que para empeorar el panorama, **la baja del precio del petróleo ha vuelto menos rentable la inversión en exploración, debido a los altos costos y al menor retorno.**

“El experto señala también que al 31 de diciembre de 2013, las reservas ascendían a 10,45 Trillones de Pies Cúbico (TCF por sus siglas en inglés) y en más de un año se ha consumido casi 1 TCF. Añade que según YPFB se ha descubierto (pero no certificado) 0,3 TCF, por lo que **se tiene**

reservas para menos de 10 años con las cuales no se podrá cumplir el contrato con Argentina y "menos" renovar contrato con Brasil que vence el año 2019.

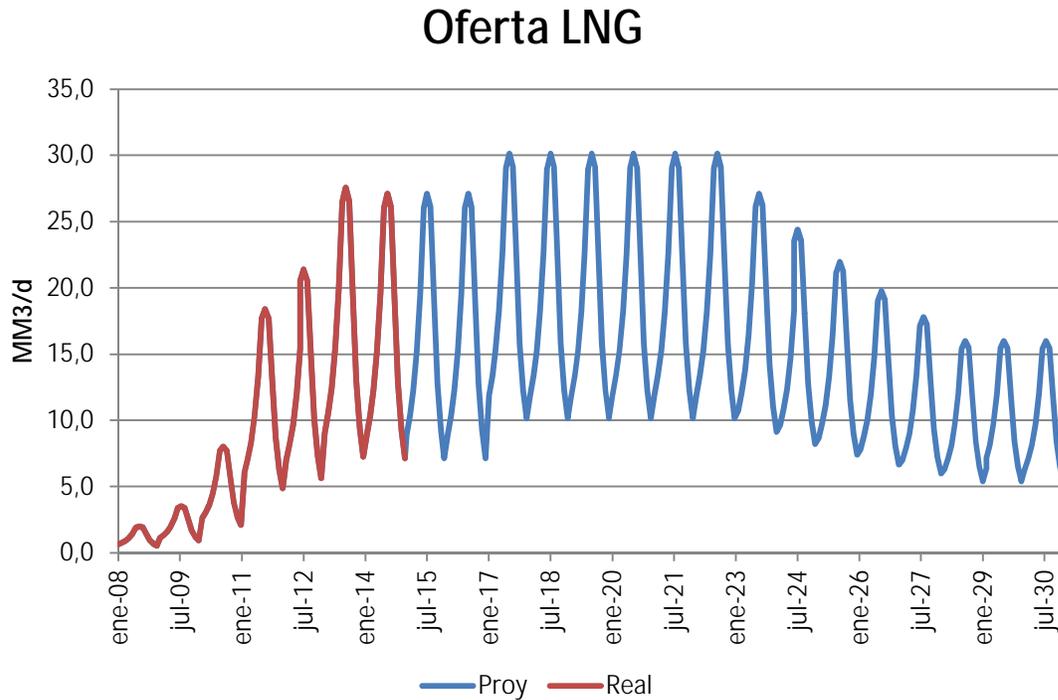
Por eso es imprescindible y urgente que haya nuevos descubrimientos de gas, para lo cual es preciso atraer inversiones. manifiesta Zaratti (especialista en temas Hidrocarburiíferos)."

**"Plan 2016-2026 de YPFB:**Se estima la perforación de 20 pozos exploratorios escogidos de una cartera de 56 prospectos. Este portafolio de proyectos viene de convenios de estudio entre YPFB y compañías privadas, Chaco S.A., GTLI, YPFB Petroandina S.A.M., Pluspetrol S.A., Gazprom, Total Bolivie – Gazprom y otras. Es así que el informe de la estatal petrolera estima un éxito exploratorio de 20% en relación al total de campos explorados, con lo que **se tendría el descubrimiento de 4 campos**. Asociada a estos éxitos exploratorios se tiene la **perforación de 22 pozos de desarrollo**, construcción de 4 plantas de gas, líneas de recolección y otras facilidades, la inversión en pozos exploratorios asciende a \$us 713 millones, mientras que la inversión en pozos de desarrollo, plantas, facilidades y sísmica es de \$us1.782 millones, haciendo un total de \$us 2.495 millones en ese periodo.**Esta actividad contribuirá a un incremento de la producción entre 5 y 30 de MMm<sup>3</sup>/d de Gas Natural. Además, se espera alcanzar un reserva de hidrocarburos estimada en 7,5 TCF, todo esto de acuerdo al Plan de Inversión de YPFB."**

Como corolario de lo expuesto,**Bolivia necesitará incrementar sus reservas de gas para incrementar el ingreso de divisas**, y además cumplir con los contratos asumidos. Si esto no se diera, el contrato con Brasil tiene prioridad frente a aquél con la Argentina.

## 5.1.2 EL GNL Y EL PEAKING DEL INVIERNO

Fig31. Proyección de la importación de GNL (Escobar-Bahía Blanca-Uruguay)



Fuente: elaboración propia

Se sugiere la continuidad de los consumos actuales tendientes a suplir los picos de consumo invernales, que no pueden ser abastecidos por la producción de base, con un incremento de +3 MMm3/d provenientes de la reversión del flujo del gasoducto Cruz del Sur hacia el año 2017 y hasta el año 2022, a partir de entonces comienza a ser reemplazado por recursos más económicos provenientes de la producción propia.

El GNL (Gas Natural Licuado) es el gas natural que ha sido sometido a un proceso de licuefacción, que consiste en llevarlo a una temperatura aproximada de  $-161^{\circ}\text{C}$  con lo que se consigue reducir su volumen en 600 veces. Esto permite transportar una cantidad importante de gas en buques llamados metaneros, independizándose de los gasoductos continentales. Los orígenes de la licuefacción se remontan al año 1920, cuando se realizaron las primeras técnicas de licuefacción del aire, y fue también en este año cuando el gas natural – considerado hasta esa fecha como un subproducto sin valor asociado con la extracción del petróleo - que la

electricidad desplaza al gas de alumbrado, e impulsa al gas a buscar nuevos rumbos en el uso residencial, como ser calentamiento de agua y calefacción.

Ya en enero de 1959, el primer transportador de GNL del mundo, con el nombre "TheMethanePioneer", un buque de carga de la Segunda Guerra Mundial reconstruido, cargando cinco tanques prismáticos de aluminio de 7.000 barriles de capacidad con soportes de madera balsa y aislamiento de madera contra enchapada y poliuretano, transportó una carga de GNL desde Lake Charles en Lousiana hasta Canvey Island en el Reino Unido. Esto demostró que grandes cantidades de gas natural licuado podían ser transportadas de manera segura a través de los mares. Comenzaba así una nueva era para el Gas Natural: **El Gas Natural como Commodity**.

### Transporte:

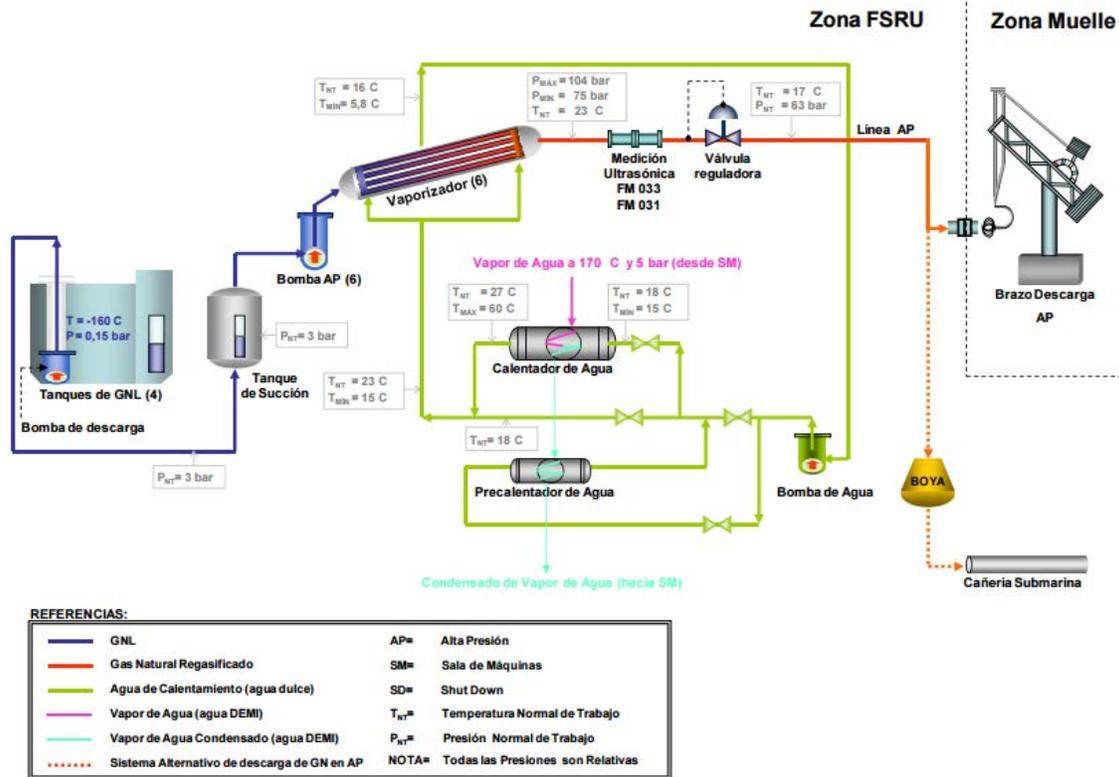
El GNL se transporta a presión atmosférica en buques especialmente contruidos con casco doble. El sistema de contención de carga se diseña y construye utilizando materiales especiales para el aislamiento y tanque, para asegurar el transporte seguro de esta carga criogénica. El GNL en los tanques de carga del buque se mantiene a su temperatura de saturación (-161 °C) a lo largo de toda la navegación, pero se permite que una pequeña cantidad de vapor se disipe por ebullición, en un proceso que se denomina "autorrefrigeración". El gas evaporado se utiliza para impulsar los motores del buque. Aproximadamente 40% de los buques de GNL actualmente en servicio cuentan con sistemas de contención de carga del tipo de membrana, de modo que tienen un aspecto muy similar al de otros cargueros. El resto de los buques tienen un sistema de contención de carga más particular, que incluye cuatro o más tanques esféricos grandes. Ambos tipos de sistema de contención poseen antecedentes de operación extremadamente seguros y confiables.

### Regasificación:

Una vez que el buque-tanque de GNL llega a la terminal de regasificación en la zona de mercado, el GNL es bombeado desde la nave hasta los tanques de almacenamiento. Los tanques de GNL son similares a los utilizados en la terminal de licuefacción. Generalmente, la descarga de un buque requiere unas 12 horas. Luego, el GNL vuelve a su estado gaseoso original. Para ello, se bombea desde los tanques de almacenamiento y es calentado con vaporizadores hasta las condiciones de entrega especificadas por las empresas de gasoductos y los usuarios finales, ubicados corriente abajo de la tubería. Posteriormente, el gas se distribuye a los usuarios mediante un gasoducto convencional. Otra modalidad de distribución consiste en el transporte de GNL a bordo de cisternas especialmente diseñadas para su carga, desde las plantas regasificadoras que reciben el producto de los buques metaneros, hasta clientes que disponen de depósitos de GNL que están diseñados para almacenar y regasificar el gas para su

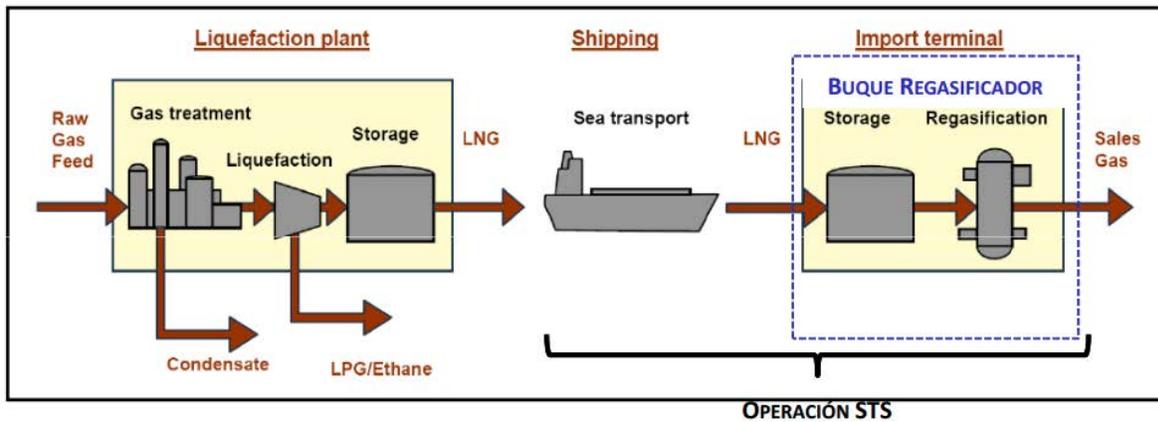
uso. Esta es la única modalidad de transporte de GNL posible para los clientes a los que no llega el gasoducto convencional.

Fig.32. Proceso de Regasificación



Fuente: ENARSA

Fig. 33: Visión Global de la Cadena de GNL.



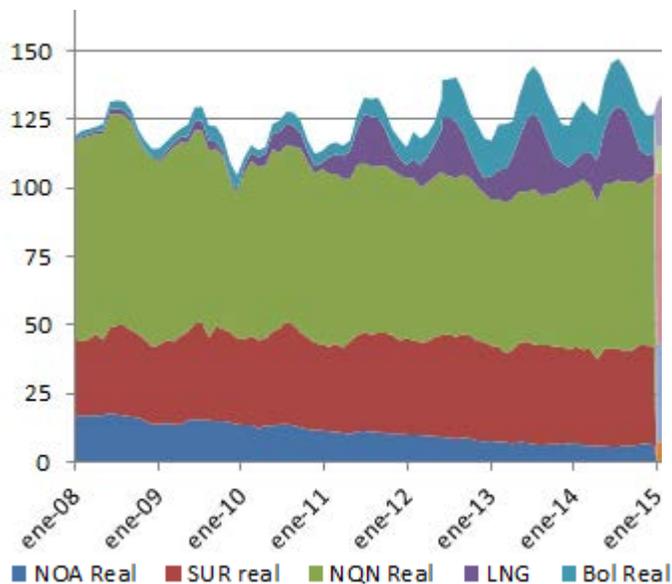
Fuente: ENARSA

El GNL es Gas Natural procesado para ser transportado en estado líquido a  $-160^{\circ}\text{C}$  y presión atmosférica, reduciendo 610 veces su volumen.

### GNL en Argentina:

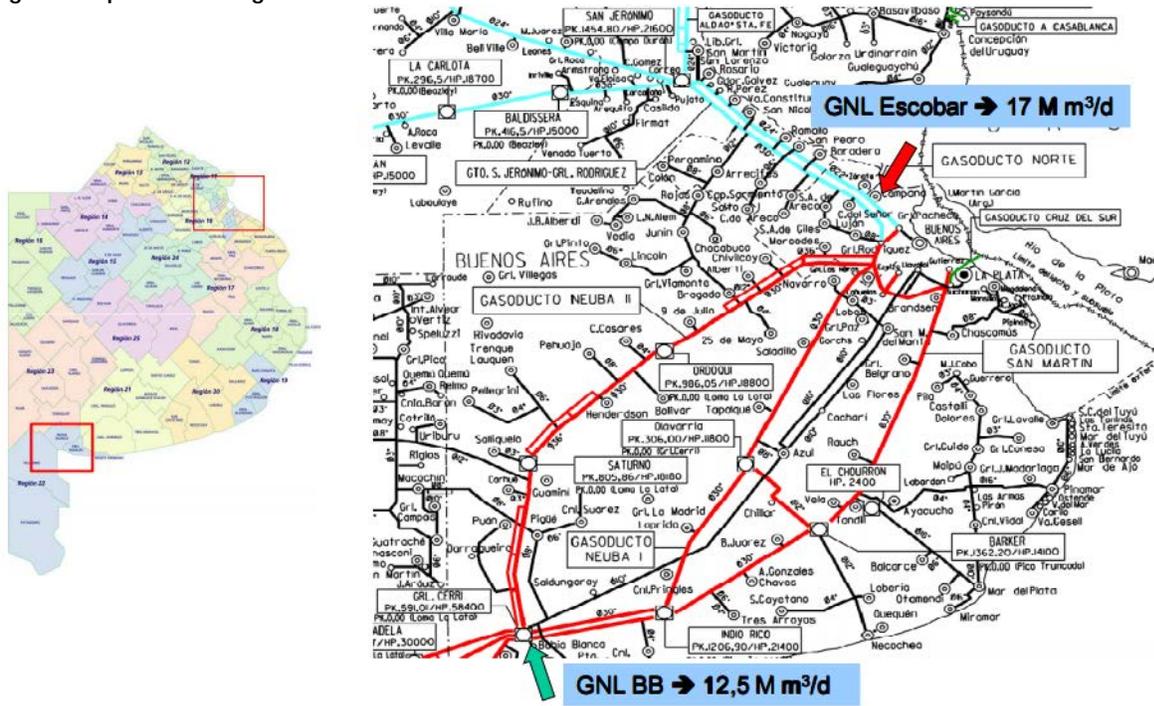
La Argentina ingresó a la actividad del GNL en el año 2008, en el marco de una fuerte caída de la oferta de gas, con la primera operación de regasificación mediante un buque regasificador en **Bahía Blanca (zona sur)**, siendo YPF la empresa responsable de llevar a cabo el proyecto. Luego de una probada operación, el Gobierno Nacional alentó a la búsqueda de nuevos escenarios para el desarrollo de emprendimientos similares, para lo cual a principios de 2010 ENARSA e YPF encararon un nuevo operativo de regasificación en **Escobar, sobre el río Paraná de las Palmas (zona norte)**.

Fig. 32. Caída Oferta de Gas 2008-13. Aparición del GNL en Argentina.

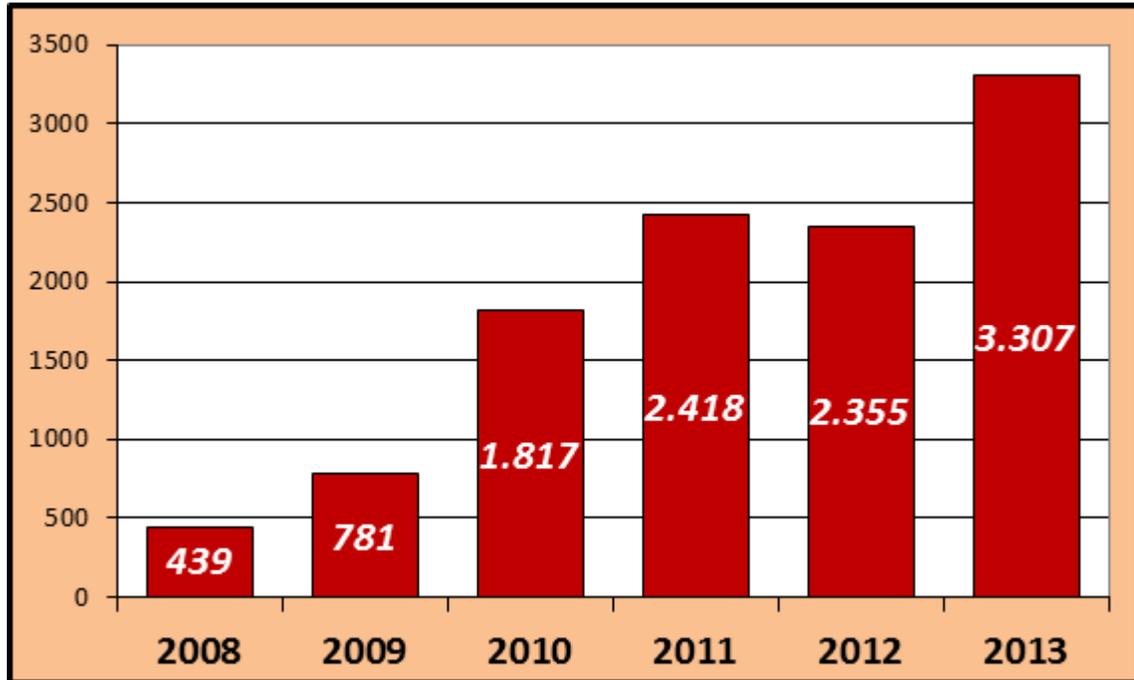


Fuente: Elaboración propia con datos del ENARGAS

Fig.33. Mapa GNL en Argentina.



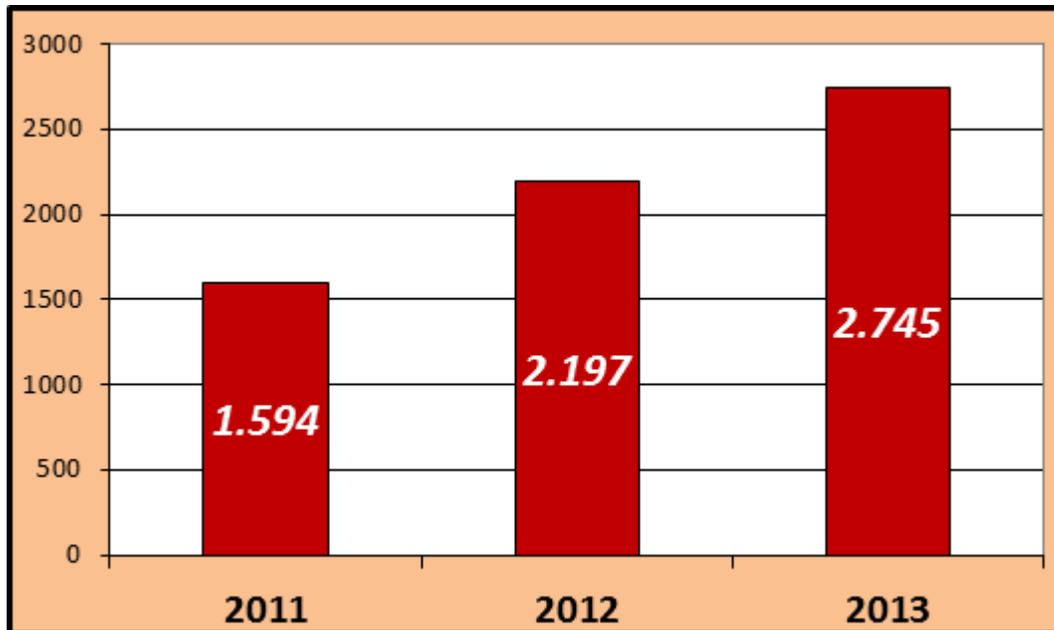
Fuente: ENARSA

**GNL en números:****Fig.34 Evolución de Inyección de Gas Regasificado en Bahía Blanca.**Millones de m<sup>3</sup>/año

- En el año 2012, la inyección promedio diaria anual ha sido de 6,5MMm<sup>3</sup> a 9300kcal/m<sup>3</sup> diarios. Dicho año, ingresaron 22 buques a esta terminal.
- Para el año 2013, el promedio diario de inyección se incrementó a 9,1 MMm<sup>3</sup> a 9300kcal/m<sup>3</sup>. 43 buques ingresaron a esta terminal durante el 2013, lo que implicó un aumento del 95% respecto al 2012.
- El 2 de Agosto de 2013, se produjo la inyección máxima histórica de 16,6 MMm<sup>3</sup> a 9300 kca/m<sup>3</sup>l.

Fuente: ENARSA

Fig. 35 Evolución de Inyección de Gas Regasificado en ESCOBAR.

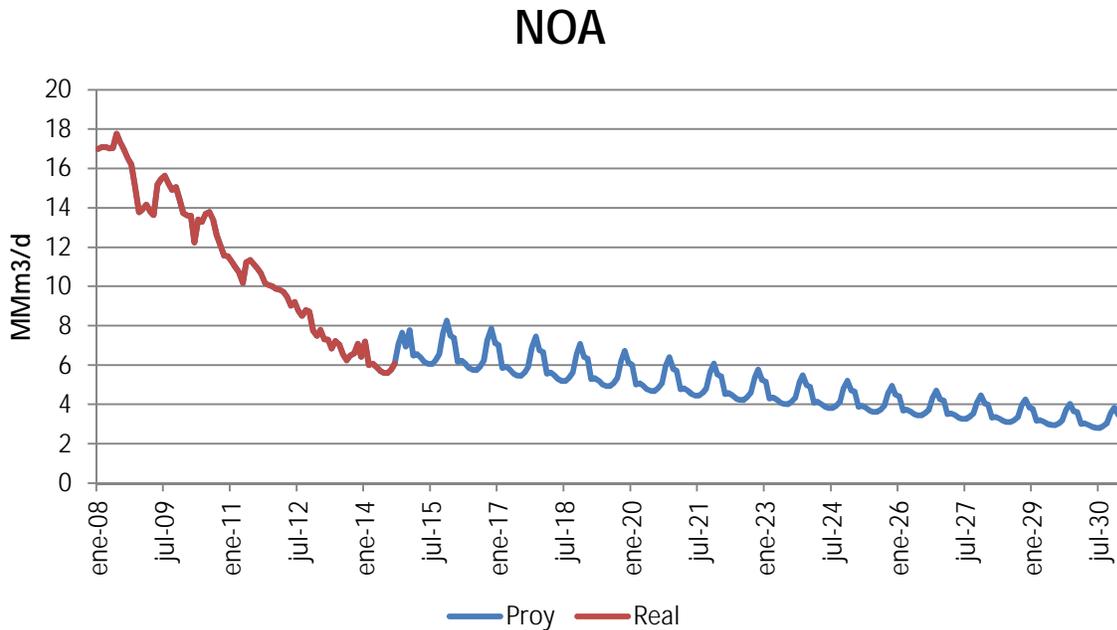
Millones de m<sup>3</sup>/año

- En el año 2012, la inyección promedio diaria anual ha sido de 6,1 MMm<sup>3</sup> a 9300kcal/m<sup>3</sup> diarios. Durante dicho año, ingresaron 52 buques a esta terminal, representando un aumento del 49% respecto de los ingresos del 2011.
- Para el año 2013, el promedio diario de inyección se incrementó a 7,5 MMm<sup>3</sup> a 9300kcal/m<sup>3</sup> diarios. 62 buques ingresaron a esta terminal durante 2013, representando un aumento del 19% respecto de los ingresos del 2012.
- El 24 de Agosto de 2013 se produjo la inyección máxima histórica de 17,1 MMm<sup>3</sup>a 9300kcal/m<sup>3</sup>.

Fuente:ENARSA

Estudiar como impactará la importación del GNL en la Argentina en el contexto actual implicará una decisión política a largo plazo. Los costos de la extracción shale + Licuefacción + repago de inversiones necesarias podrían no ser compensadas con el retorno de vender shale licuado en el mercado internacional. Aún así se podría pensar en un sistema de subsidios al gas shale, que permita que las operadoras locales obtengan know-how, mejoren sus tiempos de extracción del energético y reduzcan progresivamente sus costos de producción. A través de los años el shale licuado Argentino podría tener su lugar en un mercado cambiante, o al menos reemplazar mayor parte del gas importado. Actualmente los productores se limitan a producir para la base, con algo de exportación durante el verano, por lo que el resto se continúa cubriendo con GNL importado.

### 5.1.3 LA DECLINACIÓN DE LA CUENCA DEL NOROESTE (NOA)

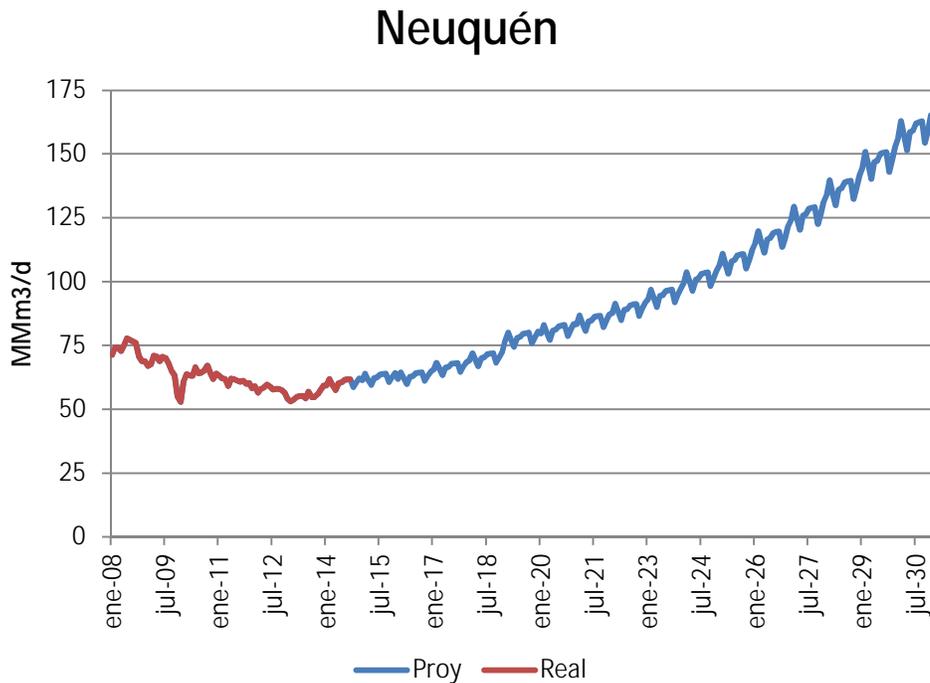


**Fig 36. Proyección de la producción de gas natural en la cuenca noroeste.**  
Fuente: elaboración propia

No se preeven grandes inversiones en la cuenca noroeste del país, por lo que se sugiere la disminución progresiva a una tasa del 5% anual, suponiendo que las operadores locales generen algún tipo de exploración hacia el 2030. El gasoducto norte por el momento tendrá su mayor flujo proveniente de Bolivia.

## 5.1.4 LA CUENCA NEUQUINA: LA GRAN PROTAGONISTA.

Fig 37: Proyección de la producción de gas natural en la cuenca Neuquina.

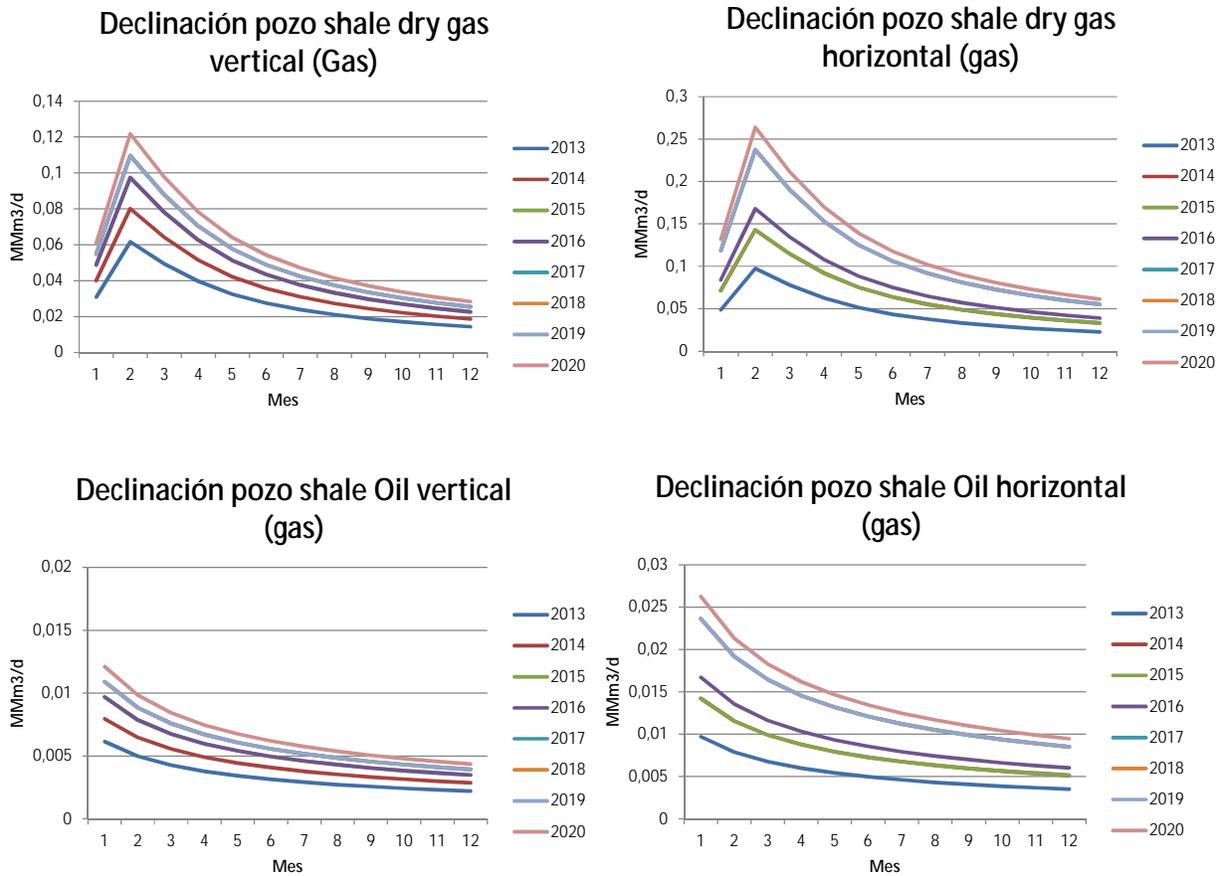


Fuente: elaboración propia

La variable determinante en la proyección de la cuenca neuquina es la explotación del shale de la formación Vaca Muerta. Muchas estimaciones se hicieron desde que los resultados positivos del fracking en los Estados Unidos ubicó a la Argentina dentro de los principales países con reservas de este energético. En el presente trabajo la oferta se proyectó basada en la cantidad de pozos a perforar (elaboración personal con datos obtenidos de encuestas a operadoras) y las curvas de producción tipo para pozos shales dry gas y oil, tanto verticales como horizontales, y tight-gas, tomadas de información pública sobre la formación de Eagle Ford en los Estados Unidos, formación litológicamente similar a nuestra Vaca Muerta. Como resultado se obtuvo un crecimiento ascendente progresivo debido al catch-up en know-how y aplicaciones tecnológicas, del 7% promedio anual al 2030.- Asimismo para fundamentar este pronóstico será necesario resolver continuamente algunas consideraciones adicionales respecto a cuestiones de contexto, como por ejemplo: **¿Como se pasará de la categoría de recursos contingentes o especulativos a reservas comprobadas? Y para esto ¿Cuál será la hipótesis de costos de producción y precios de venta de la producción Neuquina?**

El contexto actual es muy cambiante, y a efectos del presente trabajo se considerará viable la explotación del shale de Vaca Muerta siempre y cuando su costo no supere ampliamente al precio de compra del gas importado, y esa decisión pasaría a formar parte de una política de estado en materia energética. Como modelo de investigación continuo se sugiere el trabajo del Lic. Luciano Codeseira "Análisis Espacial de Vaca Muerta". En él Luciano asume que los gastos de perforación, estimulación y de infraestructura varían sustancialmente entre las diversas regionales de la formación, dado que tanto la proximidad a los cursos de agua, a rutas o a ductos, la morfología del terreno o aspectos geológicos como la profundidad de la formación, impactarán decididamente en los volúmenes necesarios a invertirse para su desarrollo. Discriminando estos volúmenes en costos de desarrollo, completion & facilities, Luciano concluye que las regionales más prolíferas de Vaca Muerta requerirán un precio por debajo de 7.5 u\$s MMbtu. El punto a analizar es que actualmente ese precio ya se encuentra muy por encima del precio de compra del gas importado. **Este trabajo sugiere que el destino del Shale en Argentina, sin depender del precio internacional del crudo, depende en gran porcentaje de una política de estado frente a las productividades regionales, incorporando tecnologías, disminuyendo fuertemente los costos fijos y distribuyendo recursos obsoletos a la creación/generación de facilities.**

Fig 38: Impacto del Know-How en la producción Shale



Fuente: elaboración propia

Nótese como el pozo ingresa en producción y rápidamente decae al segundo/tercer mes. A su vez, los diferentes colores de las curvas muestran las mejoras en la producción basadas en el know-how adquirido de años anteriores.

Fig 39: Q de pozos a perforar 2015-2019

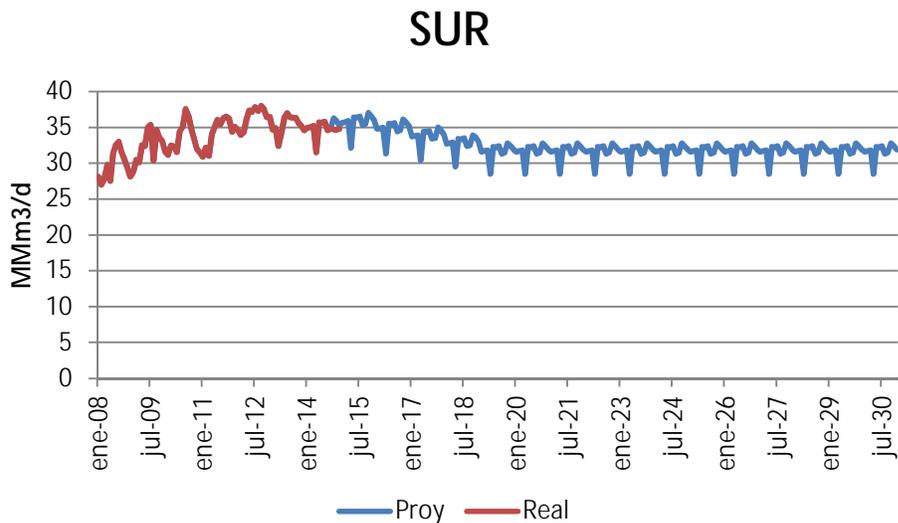
		Values				
Fluido2	Dirección	Sum of 2015	Sum of 2016	Sum of 2017	Sum of 2018	Sum of 2019
Shale Gas	Horizontal	15	5	37	65	131
	Vertical	24	20	35	34	56
Shale Oil	Horizontal	58	105	154	228	315
	Vertical	131	113	126	136	166
Tight Gas	Horizontal	11	15	20	29	34
	Vertical	169	168	186	159	167
<b>Grand Total</b>		<b>408</b>	<b>426</b>	<b>556</b>	<b>652</b>	<b>869</b>

Fuente: Elaboración propia en base a información adquirida de las operadoras.

El gráfico precedente proyecta la cantidad de pozos que se perforarán, diferenciados por tipo, los que multiplicados por los valores de las curvas de producción de la Fig.39 dan como resultado los incrementos anuales en la producción de gas natural de la cuenca.

### 5.1.5 LA CUENCA SUR: LAS INVERSIONES EN CERRO DRAGÓN MANTIENEN LA PRODUCCIÓN.

Fig. 40: Proyección de la Producción de Gas Natural en la Cuenca Sur.



Fuente IAPG + elaboración propia.

Para el cálculo de la proyección de la cuenca del Golfo San Jorge y Austral se sugiere una declinación muy leve (-0,6% anual), prácticamente manteniéndose flat para gas, con

inversiones tendientes a mantener la producción, sostenida principalmente por Cerro Dragón (PAE), mayor yacimiento petrolero de la Argentina y quinto en términos gasíferos) ubicado en Comodoro Rivadavia y los proyectos Offshore de TOTAL AUSTRAL.

“Con ventas por aproximadamente 5,6 MMm<sup>3</sup>/d de gas, PAE envía el recurso a dos puntos del Gasoducto General San Martín y es la única cargadora del Gasoducto Patagónico. Para este 2014, la compañía prevé continuar con su intenso plan de inversiones, el cual alcanzará los u\$s 1.200 millones. Además, con una inversión cercana a los u\$s 80 millones, PAE está incorporando cuatro nuevos equipos automáticos para sus operaciones en el Golfo San Jorge, lo que le permitirá totalizar 16 equipos de perforación operando en la región. Así, añadirá a su operación la más alta tecnología desarrollada para equipos de tierra, basada en experiencias de automatización off shore (automatización que permite incrementar la eficiencia de perforación, reducir los riesgos de accidentes y optimizar el aprovechamiento de la energía).”

**Fuente: Revista Petroquímica – 2 de Julio de 2014 – “Cerro Dragón: Cuáles son las claves del mayor yacimiento petrolero del país”**

## 5.2 LA DEMANDA

La matriz energética de Argentina es fuertemente dependiente de los combustibles fósiles, y hay suficiente consenso en que seguirá siéndolo en los próximos 15 años.

Estudiando la demanda de manera desagregada, y teniendo en cuenta premisas específicas de cálculo para cada segmento (cuyo concepto de cálculo será expuesto a continuación) el resultado deriva en la siguiente proyección:

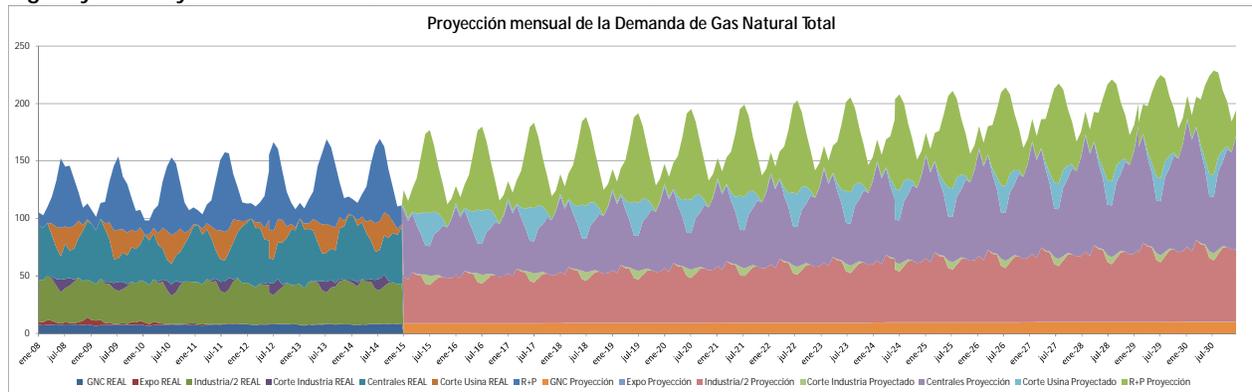
**Tabla 3 - Demanda promedio anual de gas natural por segmento.**

	2014	2020	2025	2030
<b>GNC</b>	7,9	8,1	8,5	8,8
<b>EXPO</b>	0,2	0,3	0,3	0,3
<b>INDUSTRIA</b>	34,7	39,8	49,3	66,2
<b>CENTRALES</b>	40,4	52,6	65,6	81,7
<b>R+P</b>	35,8	40,4	44,6	48,9
sin cortes	<b>118,9</b>	<b>141,2</b>	<b>168,2</b>	<b>205,8</b>

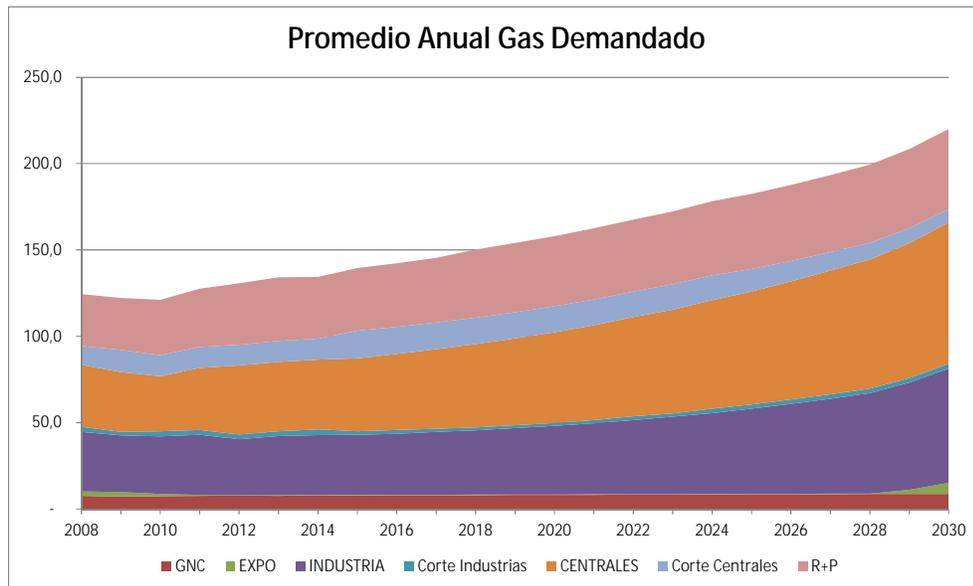
Fuente: elaboración propia

Como puede evidenciarse en la tabla 3, la demanda agregada de gas se espera que crezca en un 60% en los próximos 15 años, amén de las prácticas de URE (Uso Racional de la Energía) que puedan desarrollarse en el camino.

Fig.41 y 42. Proyección mensual de la Demanda de Gas Natural Total



Fuente: elaboración propia



Fuente: elaboración propia

La demanda de R+P crece un 28 % para el 2030, mientras que la demanda de las industrias y usinas de generación eléctrica, un 90 %.

**Las premisas:**

**Industria:** f(PBI)

**R+P:** f(consumo promedio país, n°usuarios, incremental NEA, crecimiento vegetativo)

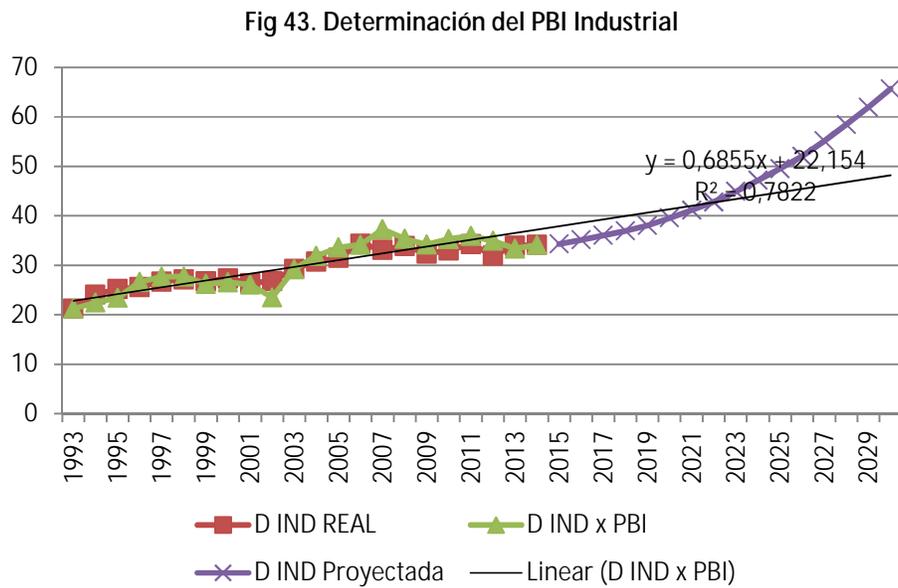
**Centrales:** f(PBI+análisisgeneración eléctrica)

**GNC:** f(precio de combustible alternativo, políticas de incentivos, parque automotor)

**Expo:** flat 0,25

## EL IMPACTO DEL PBI EN LA DEMANDA INDUSTRIAL

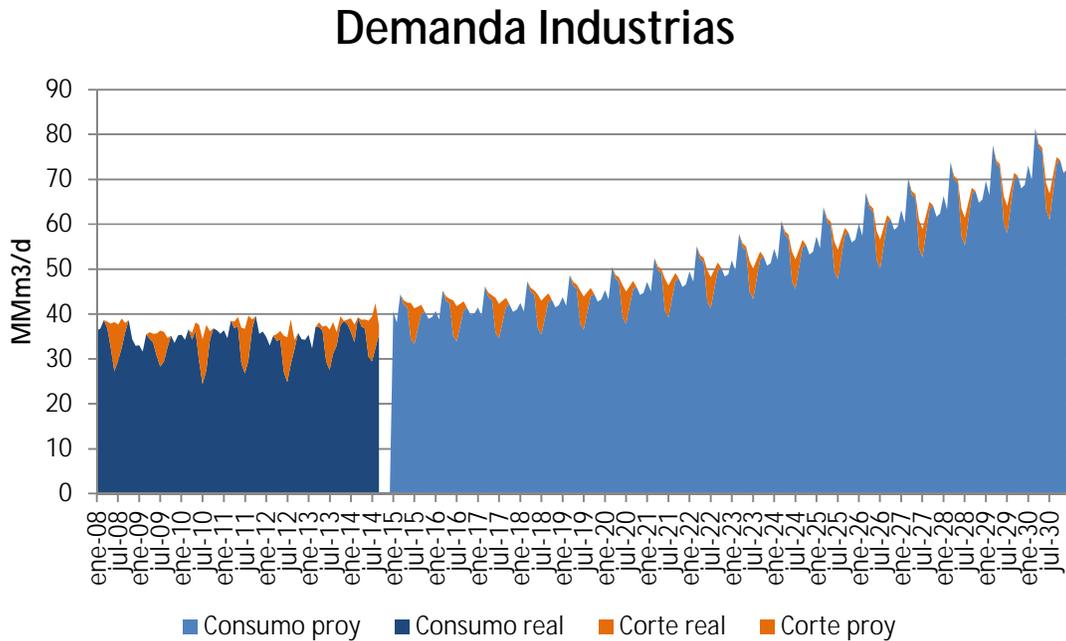
Existe una importante relación entre el consumo de gas industrial y el PBI. El siguiente gráfico muestra una congruencia sólida entre la demanda industrial real (incluido cortes en una estimación hipotética constante) y la estimación de esta partiendo de la demanda del año anterior multiplicada por la variación del PBI (1993-2013):



Fuente: elaboración propia

Proyectando la demanda en función de la proyección del PBI (0,5% para 2015 y 16 y 3,2 % promedio anual al 2030) obtenemos el siguiente gráfico:

Fig 44. Demanda promedio mensual de gas natural en las Industrias



· Fuente: elaboración propia

La demanda representativa corresponde a los grandes usuarios (65% - 70%), y si consideramos que los procesos industriales no son estacionales, podemos proyectar un consumo constante, teniendo en cuenta los cortes de suministro. Como resultado, para **la demanda de grandes usuarios se prevé un incremento de 30 MMm<sup>3</sup>/d promedio, pasando de los 40 MMm<sup>3</sup>/d actuales a 70 MMm<sup>3</sup>/d hacia el año 2030.-**

## 5.2.1 DEMANDA RESIDENCIAL: CRECIMIENTO VEGETATIVO Y POTENCIAL

### DEMANDA DEL NEA

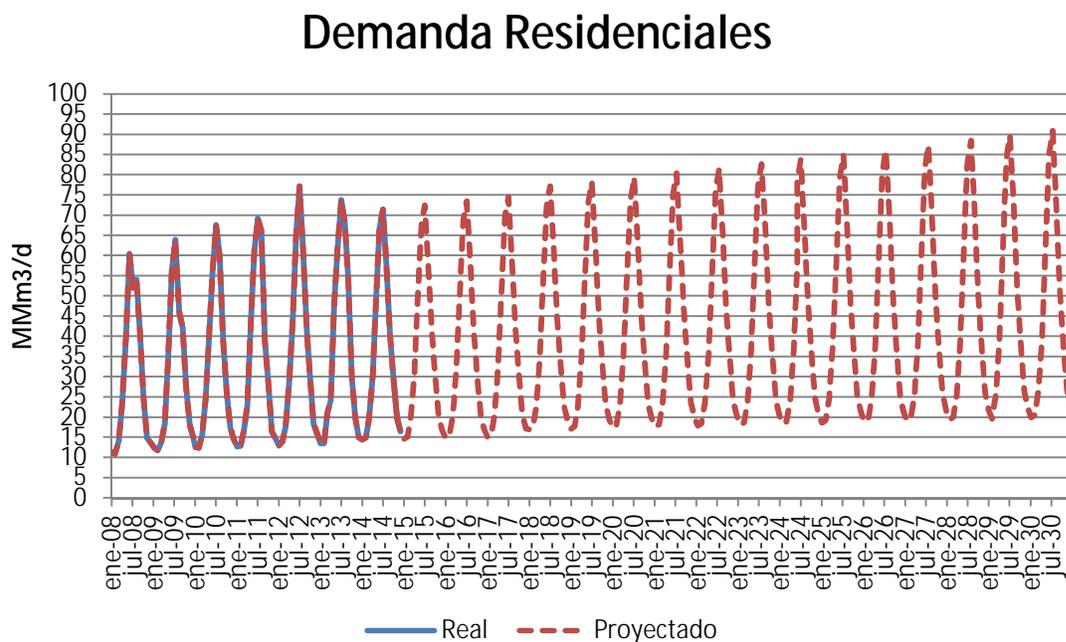
Para la demanda de pequeños usuarios (residenciales, comerciales y públicos) se consideró la evolución esperada de usuarios multiplicada por un promedio de consumo mensual de los últimos 5 años, moderada levemente por un factor de cambio climático (temperaturas más altas) y más la penetración de nuevos potenciales usuarios en la zona del NEA en el año 2018, a partir de la construcción del gasoducto del noroeste argentino (GNEA). Para estos últimos usuarios no se consideró el consumo promedio país sino el particular de la zona, dado que es sensiblemente menor.

Tabla 4 - número de usuarios y consumo promedio.

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Cons [MMm3/d]	30,0	30,1	30,7	33,6	35,4	36,9	35,8
Usuarios [MM]	7,1	7,3	7,5	7,7	7,9	8,1	8,2
Consumo prom [m3]	4,22	4,11	4,10	4,37	4,49	4,57	4,34
		3%	2%	3%	3%	2%	2%

Fuente: elaboración propia con datos del ENARGAS

Fig.45: Demanda Residencial proyectada.



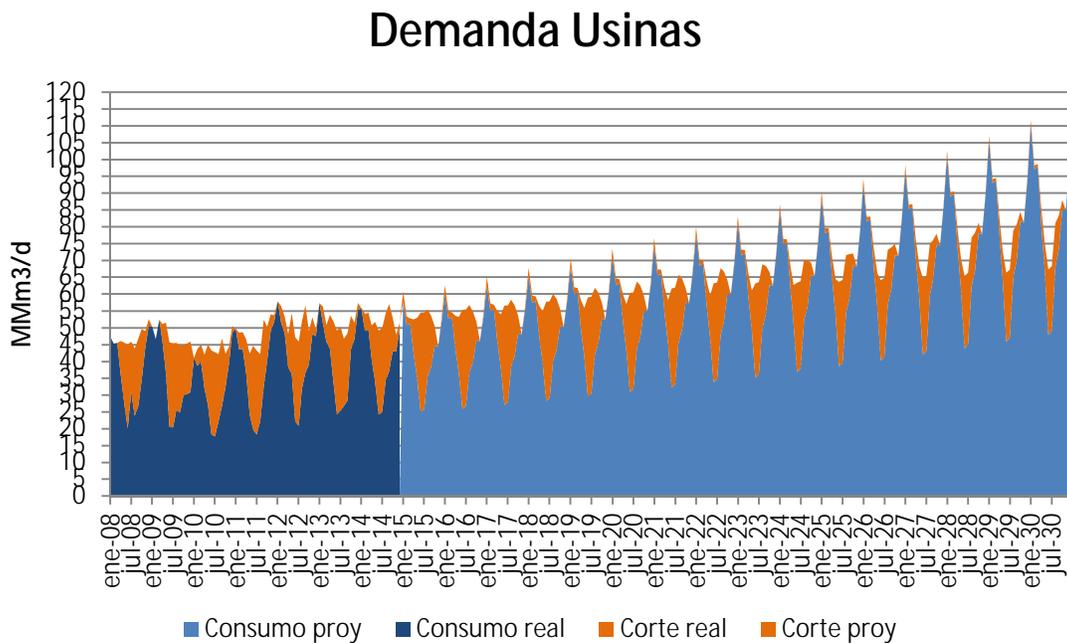
Fuente: elaboración propia

Como se evidencia en la Fig.46, **el consumo residencial es fuertemente estacional**. En la Tabla 4 se adopta el promedio de consumo anual de los pequeños usuarios residenciales (ENARGAS), que dividido la cantidad de usuarios conectados a la red, nos entrega un **consumo promedio proyectable de 4,34m<sup>3</sup>/d/usuario**.- El **incremento vegetativo de la población**, sugerido en **2,4%**, multiplicado por el promedio de consumo calculado precedentemente, afectado este por una reducción porcentual de 1 punto/año (fruto de la mejora continua a partir de usos racionales y eficientes de la energía) dan **como resultado que la demanda residencial prevé un incremento de +9 MMm<sup>3</sup>/d hacia el año 2030**. El resultado obtenido incluye la penetración de nuevos usuarios en el NEA hacia el año 2018, del orden de los 380 mil usuarios, a un nivel de consumo particular de la zona del NEA (muy bajo).-

## 5.2.2 DEMANDA PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

Al igual que el consumo industrial, durante los meses de invierno existe una merma en el consumo de gas debido al mayor consumo residencial. En primavera además se cuenta con mayor hidraulicidad, disminuyendo también el consumo de gas.

Fig.46. Proyección de la Demanda de Gas Natural para la Generación Eléctrica



Fuente: elaboración propia

Para la estimación del consumo de gas natural utilizado en generación eléctrica, se tuvo en cuenta la **elasticidad de esta demanda frente al PBI**, adoptando la metodología utilizada en el trabajo "proyección de la demanda de gas para mediano y largo plazo" de Salvador Gil, en donde consideró analizar en cuanto aumenta la demanda de energía por cada punto de crecimiento del PBI. El valor resultante fue de 1.4, implicando que la demanda eléctrica crece aproximadamente un 40% más rápido que la variación del PBI.

Adicionalmente se consideraron optimizaciones generadas a partir de los mejores usos de la energía según ley 26.190, adoptando un 8% de la matriz energética proveniente de energías renovables hacia finales de 2017, y 20% hacia finales de 2030.

Chequear el valor de elasticidad adoptado 1,4 y justificarlo de acuerdo a los antecedentes nacionales e internacionales



Fig.47 Consumo anual en GWh Vs PBI base 1993. Elaboración propia con datos de Cammesa y PBI.

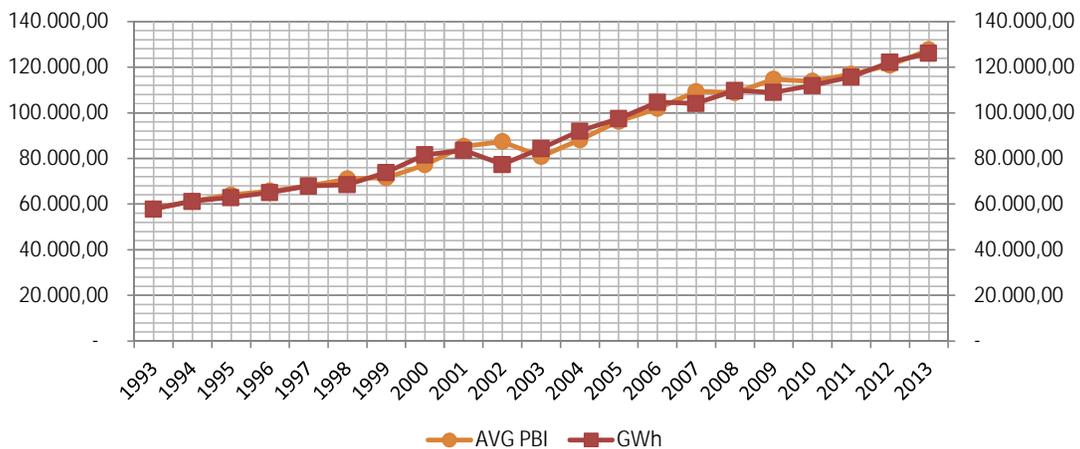
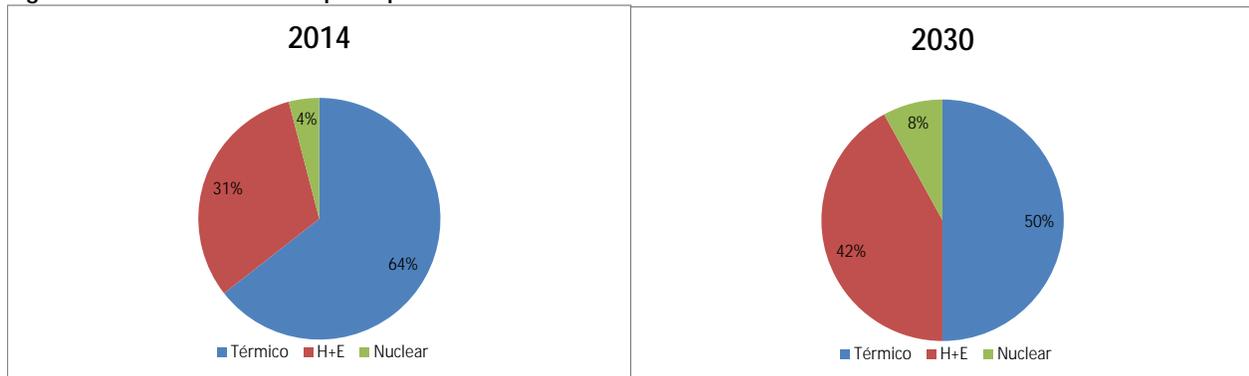


Fig. 48 Variación del consumo en GWh Vs consumo estimado con Var PBIx1.4 ( aplicación del trabajo de Salvador Gil – Proyección de la demanda de Gas para mediano y largo plazo)

Adicionalmente se requiere de un análisis de las distintas fuentes de generación y de los combustibles utilizados para la generación térmica, a fin de estudiar el eventual reemplazo de estos por gas natural.

### 5.2.2.1 ANÁLISIS DE LAS FUENTES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Fig 49.: Generación Eléctrica por Tipo 2014-2030

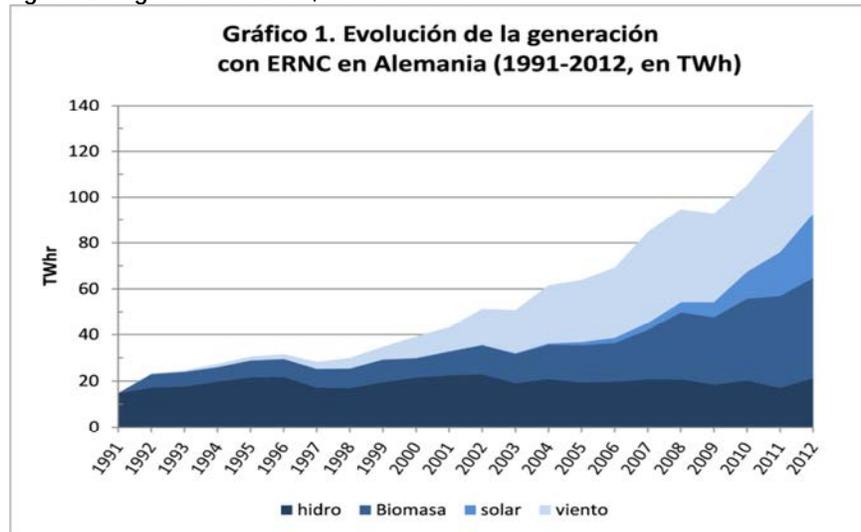


Fuente: elaboración propia

En el caso de la generación eléctrica, existe un razonable consenso, y este trabajo lo cree necesario en pos de lograr una matriz energética diversificada, en limitar la generación térmica a valores en torno a 50% - 55%.- Para eso la generación hidro + eólica (con alta incidencia de las renovables) deben representar un 42 % del total y la nuclear en torno al 8% al 2030.

	Térmico	H+E	Nuclear
2008	60%	33%	6%
2014	64%	31%	4%
2020	59%	35%	6%
2025	56%	38%	6%
2030	50%	42%	8%

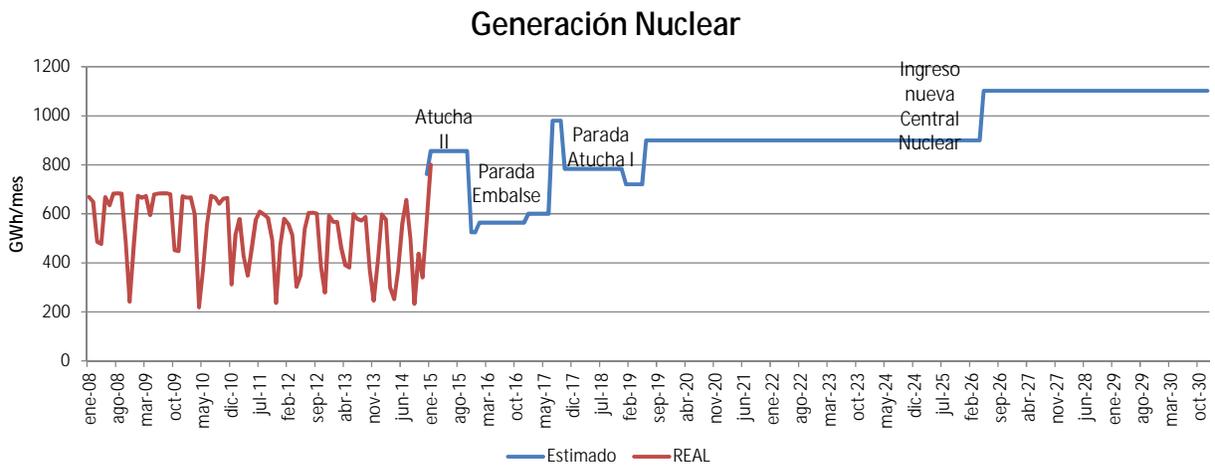
Fig.51. Energías Renovables, el Caso Alemania.



Fuente: [www.brevesdeenergía.com](http://www.brevesdeenergía.com) (La Wende de la Energiewende)

La Fig 50 muestra el "caso Alemania" respecto de las energías renovables. La idea a rescatar de este caso es que pudo lograrse gracias a políticas de estado (ingreso de "Los Verdes" en el gobierno federal entre 1998 y 2005), especialmente por la ley que obliga a las empresas a comprar prioritariamente electricidad generada por fuentes renovables. Quienes producen energía en su propia casa, tienen la garantía por parte del Estado de que pueden vender su "producto" a precios fijos durante 20 años, creando un gran auge en la producción de energía limpia.

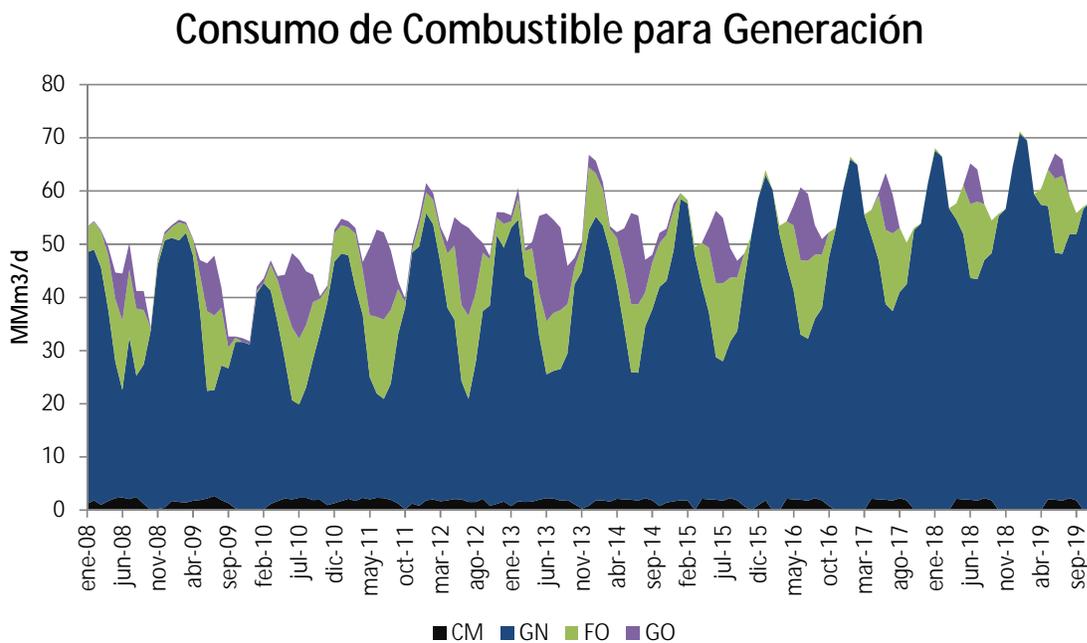
Fig51. Estimación de la oferta eléctrica por Generación Nuclear



Fuente: elaboración propia

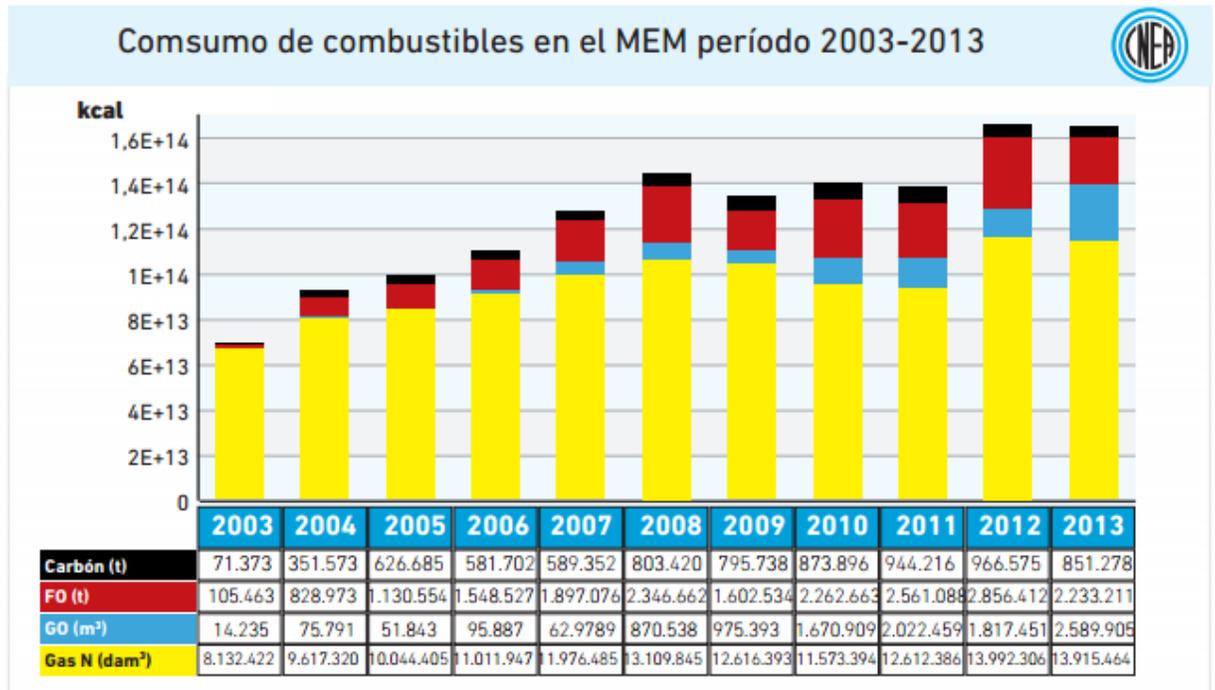
La Generación Nuclear en la Argentina es muy importante porque aporta energía de base. Con un rendimiento del 90 %, se consideraron las paradas de Embalse y Atuchal, el ingreso de Atucha II y la construcción de dos nuevas centrales nucleares.

Fig 52. Consumo de Combustible para Generación Eléctrica



Fuente: elaboración propia.

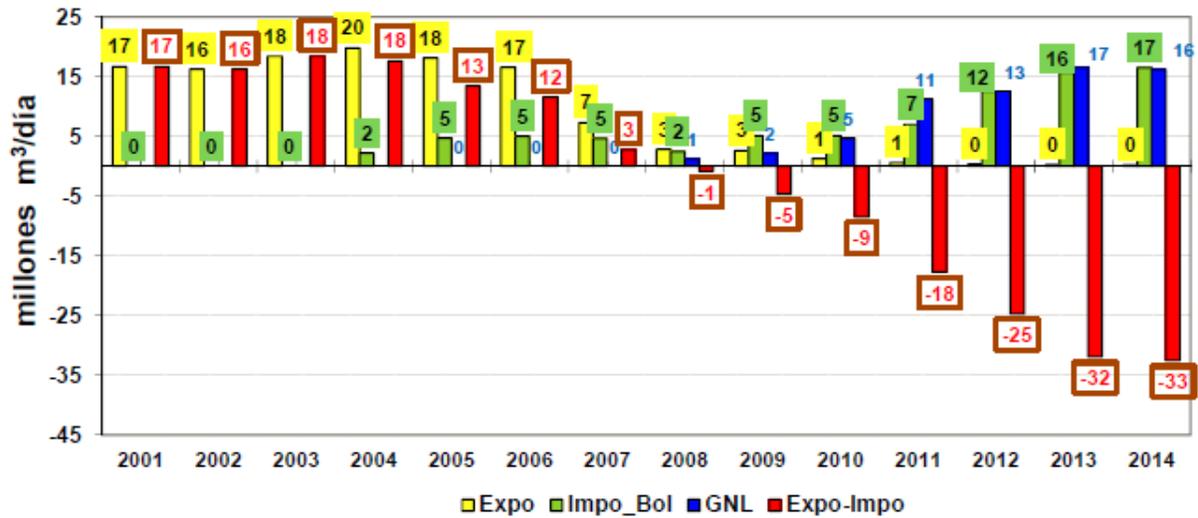
Fig 53. Consumo de combustibles en el MEM 2003-2013



Fuente: CNEA 12/2013.-

Del gráfico presdente nótese una incremento de FO y GO entre los años 2004 y 2013. Estos combustibles asumen protagonismo ante la escacés de gas natural para satisfacer la demanda, y en 2014 la brecha entre la demanda y la oferta alcanzó un déficit de 34 MMm3/d.

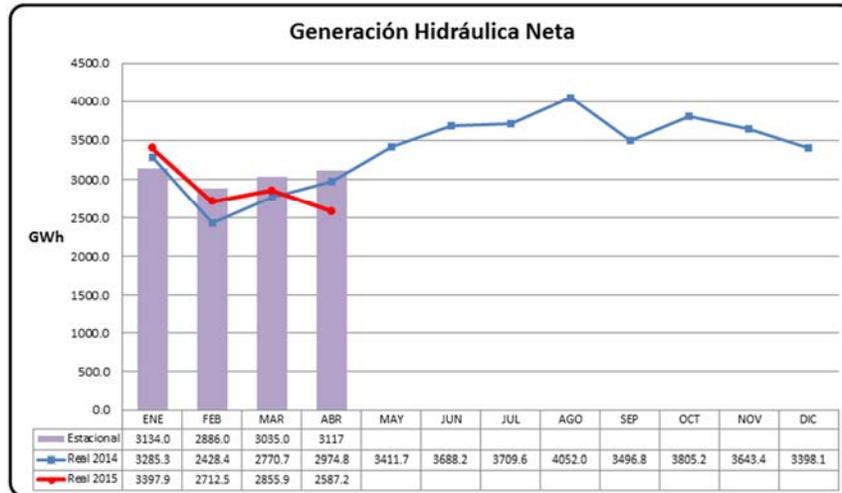
Fig 54. Proyección de la producción de gas natural en la cuenca noroeste.



Fuente: 2 DEL LIBRO "EL GAS NATURAL EN ARGENTINA. SALVADOR GIL/PABLO GIVOGRI/LUCIANO CODESEIRA

Basándonos en la hipótesis de explotación shale, considero como uno de los objetivos energéticos del país lograr desplazar paulatinamente el GO por gas natural shale, debiendo no solo conseguir el recurso sino asegurar las redes de abastecimiento a las centrales de Ciclo Combinado que lo consumen.

Fig 55. Generación Hidráulica Neta



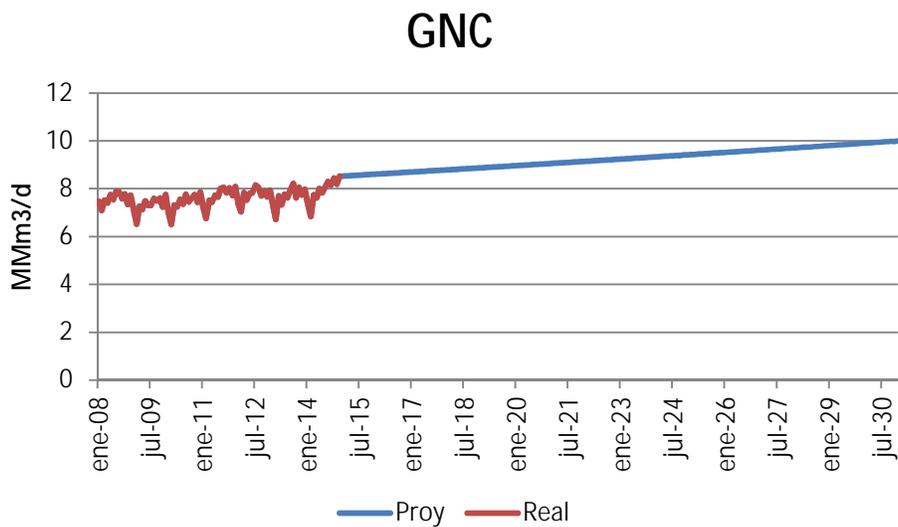
Fuente: CAMMESA

Las hidros de embalse acumulan agua de deshielo hasta marzo/abril , para ser usadas en la generación de invierno. Nótese en la Fig.56 este comportamiento evidenciado por la línea azul. Si bien el futuro de este recurso tien lugar en las renovables (**como hidroeléctricas menores a 30MW**) el río Santa Cruz es el más caudaloso del país sin aprovechamiento hidroeléctrico. Por esta razón el presente trabajo considera el proyecto **Nestor Kirchner-Cepernic**, esperado para el año 2023, con un aporte energético de **+5.246 Gwh/año** (5% de la energía del sistema eléctrico nacional actual), y una potencia máxima de **1740 MW**. En total, hay proyectadas al 2030 entre 15 y 20 centrales hidroeléctricas con 7.250 MW de potencia total.

### 5.2.3 DEMANDA PARA GNC

Completando el capítulo de demanda, el trabajo sugiere un incremento paulatino de 1%, llevando el consumo promedio del valor actual de 8 MMm<sup>3</sup>/d a 10 MMm<sup>3</sup>/d, basados en la continuidad de políticas de consumo como Ahora12 para la instalación de equipos de GNC en el parque automotor, la diferenciación en el precio del gas respecto a los aumentos en el precio de los combustibles líquidos, y el aumento del parque automotor asociado al PBI.

Fig 56. Generación Hidráulica Neta



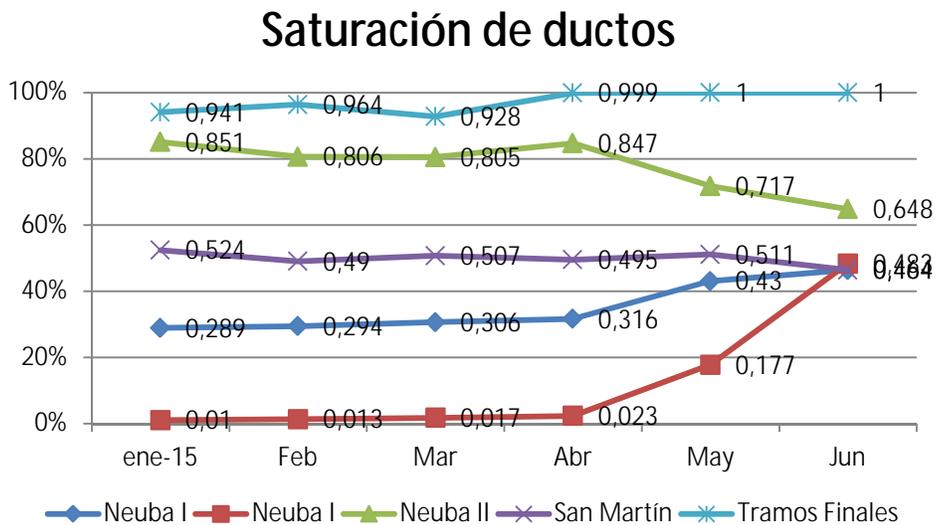
Fuente: elaboración propia

## 6. SATURACIÓN DE DUCTOS

### Objetivo particular 3

La fuente consultada fue el ENARGAS, en base a datos provistos por las Licenciatarias de Transporte. Los gráficos se construyeron a efectos de mostrar porcentajes referidos al **Flujo Promedio Entregado vs. Capacidad Nominal de Transporte**, para cada gasoducto troncal y sus tramos.

Fig. 57 Saturación de ductos



Fuente: elaboración propia con datos del ENARGAS

Tabla5 -Capacidad de ductos

	Capacidad actual	Saturación	Libre
	MMm3/d	MMm3/d	MMm3/d
Neuba I	16,0	4,8	11,2
Neuba II	31,1	20,2	10,9
Centro Oeste	34,1	29,8	4,3
Norte	27,5	24,2	3,3
San Martín	40,3	20,2	20,2

Total disponible sistema	49,9
Total Neuquén	26,4

Fuente: elaboración propia con datos de ENARGAS.

Si consideramos que el Gasoducto Norte se llena con el mayor flujo de gas proveniente de las importaciones desde Bolivia, y que el San Martín se completa con mayor ingreso de gas licuado, **la capacidad ociosa del sistema para albergar al gas shale de Vaca Muerta es de 26,4 MMm3/d.- (valor que sale de sumar las capacidades ociosas promedio de Neuba I, II y Centro Oeste =  $11,2+10,9+4,2= 26,4$  MMm3/d)**

# 7. MODELO PARA LA DEFINICIÓN DE AMPLIACIONES

Objetivo Particular 4

Tabla6 - Oferta de Gas Natural por Cuenca

MMm3/d	Oferta					Oferta		Capacidad	
	NOA	SUR	NON	LNG	BOL	BOL+NOA	G. NORTE	NON	Cap NON+CO
2008	16,56	29,72	73,62	1,18	2,51				
2009	14,59	32,31	65,77	2,10	4,65				
2010	12,90	33,55	63,98	4,78	3,69				
2011	10,72	34,41	60,94	10,97	5,67				
2012	8,93	36,42	57,67	12,75	12,48				
2013	6,90	35,32	55,44	16,43	15,66				
2014	6,18	34,90	60,41	16,17	16,40				
2015	6,81	35,76	62,50	16,17	16,40	23,20	27,50	62,50	77,7
2016	6,47	34,86	62,99	16,17	20,35	26,81	27,50	62,99	77,7
2017	6,14	33,80	66,62	19,17	20,77	26,91	27,50	66,62	77,7
2018	5,83	32,79	70,31	19,17	21,38	27,21	27,50	70,31	77,7
2019	5,54	31,70	78,21	19,17	21,78	27,32	29,50	78,21	87,7
2020	5,27	31,70	81,13	19,17	22,87	28,13	29,50	81,13	97,7
2021	5,00	31,70	84,77	19,17	24,01	29,01	32,00	84,77	107,7
2022	4,75	31,70	89,23	19,17	25,21	29,96	32,00	89,23	107,7
2023	4,51	31,70	94,68	17,25	26,47	30,99	32,00	94,68	117,7
2024	4,29	31,70	101,29	15,53	23,82	28,11	32,00	101,29	127,7
2025	4,07	31,70	108,36	13,98	21,44	25,52	32,00	108,36	137,7
2026	3,87	31,70	117,12	12,58	19,30	23,17	32,00	117,12	147,7
2027	3,68	31,70	126,49	11,32	17,37	21,04	32,00	126,49	157,7
2028	3,49	31,70	136,61	10,19	15,63	19,12	32,00	136,61	167,7
2029	3,32	31,70	147,54	10,19	15,63	18,95	32,00	147,54	177,7
2030	3,15	31,70	159,34	10,19	15,63	18,78	32,00	159,34	187,7

\* Hito 7,2 MMm3/d +2MMm3/d

\*\* Hito 9,7 MMm3/d + 2,5MMm3/d

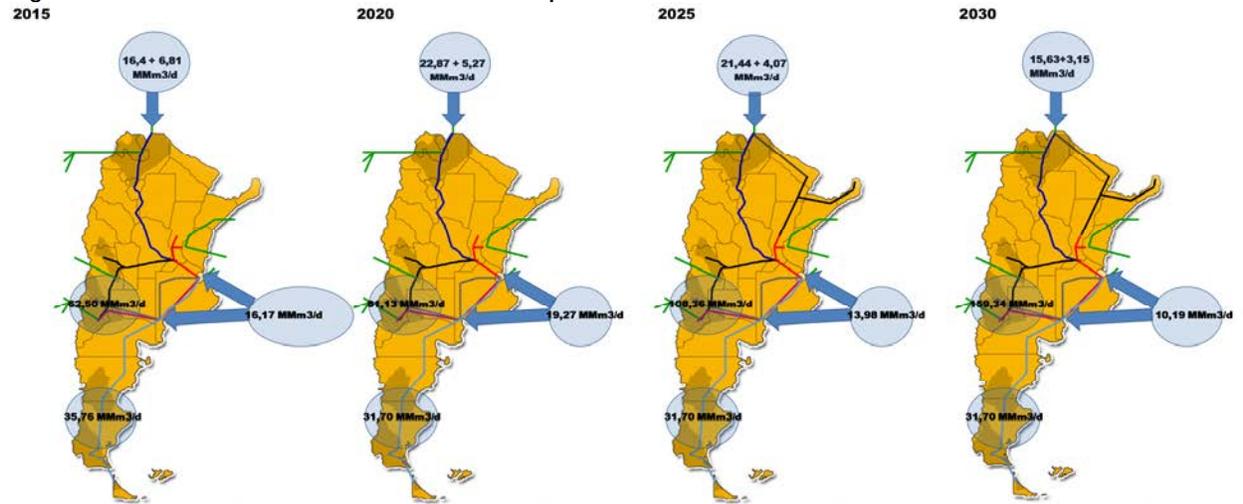
\*\*\* Conjunto de ampliaciones en el NEUBA I, II y Centro Oeste, incluido Tramos Finales (B.Blanca-GBA, Rosetti, TGN-TGS)

Fuente: elaboración propia con datos del Trabajo de Tesis

El modelo es de construcción sencilla. En la fig.57 se puede observar la saturación actual de los gasoductos, e identificar la saturación en los gasoductos NEUBA II, Tramos finales, Norte y Centro Oeste. Luego con la capacidad de cada ducto (Tabla 5) y la oferta por cuenca para abastecer la demanda proyectada, se obtiene año a año la necesidad de capacidad extra según el ducto de evacuación que se utilice para llegar a cada centro de consumo (Tabla 6). Es importante considerar que para satisfacer la demanda se tiene en cuenta no solo la saturación del ducto sino el centro de consumo (GBA, CABA, Córdoba, etc). En esta línea, consideré que el GNEA una vez construido tendrá que esperar por su compresión, lo que demorará dos años adicionales a los dos que prevee la instalación de ductos, y que además dada su traza no es conveniente para abastecer la demanda de Córdoba, por lo que en el corto plazo esta provincia deberá ser abastecida por ampliaciones en el gasoducto Norte. Adicionalmente se observa el gran flujo de gas proveniente de la **cuenca neuquina**, que pasa de **60,81MMm3/d actuales a 159,34 MMm3/d** para el 2030. **Este hecho invita a pensar en la reversión del flujo de gas actual**, el que actualmente fluye desde el Norte hasta San Jerónimo, y desde Neuquén hasta GBA a través de los NEUBAs, y una parte a través del Centro Oeste y hasta San Jerónimo. Aquí se podría pensar en **un flujo de gas desde Neuquén hacia el Norte, y para eso derivar el gas proveniente de Bolivia a través del futuro gasoducto del noreste argentino, llegando al GBA.**

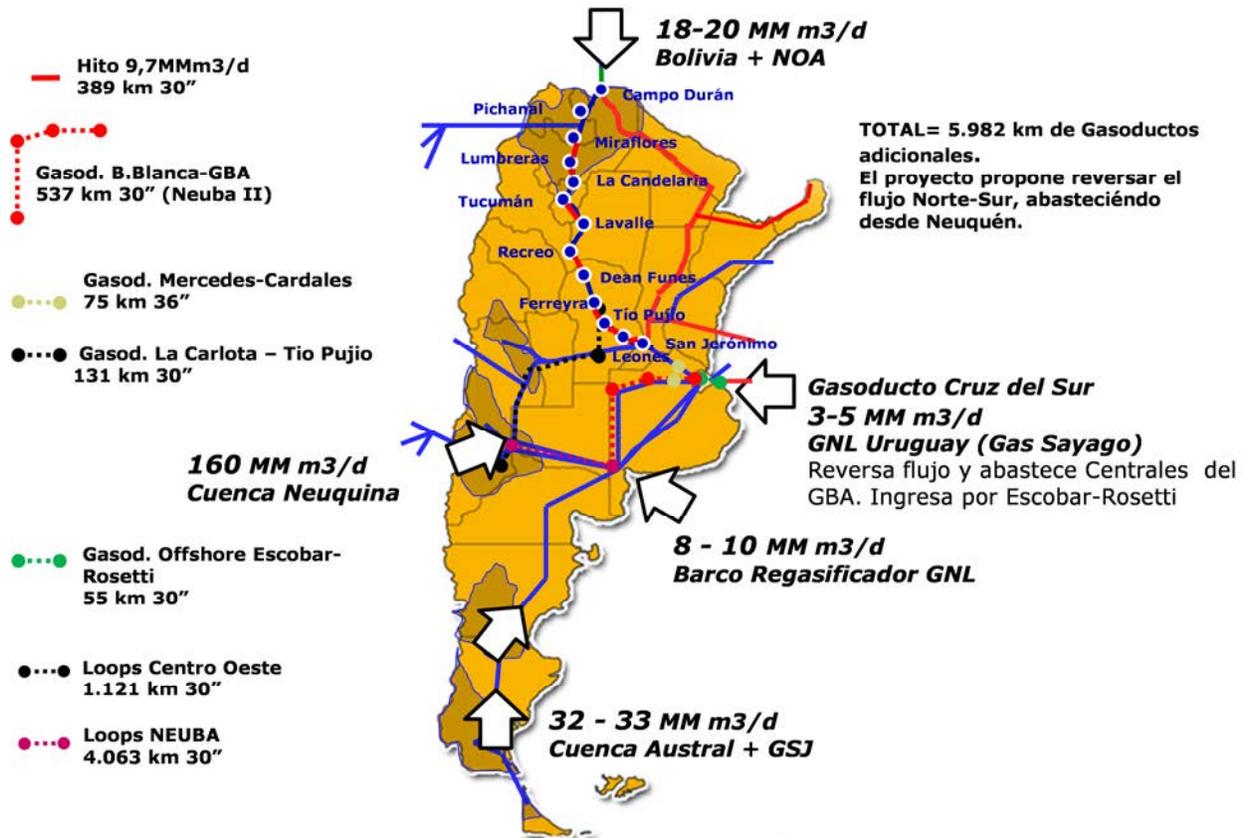
Como modificación al trabajo presentado a mediados del año pasado, en función del nuevo escenario de precio internacional del barril de petróleo y contexto político-económico Argentino, se realizaron modificaciones en la estimaciones de producción shale así como hipótesis general de cálculo, adoptándose que **la demanda corta a la oferta**, acotando de esta forma la producción de gas shale a los niveles base de la demanda, cubriendo los picos estacionales con gas importado (Bol+GNL). El consumo de gas importado se reduciría de un promedio de 25 % para 2015 al 20% para 2025 y 12 % para 2030. Pienso que durante estos años será necesario algún cambio brusco en el precio internacional del crudo para que exportar el shale licuado sea una opción.

Fig. 58. Avance de los volúmenes de Gas Natural por cuenca



Fuente:elaboración propia con datos del Trabajo de Tesis

Fig. 59. Mapa de Ampliaciones propuesto al 2030



Fuente: elaboración propia con datos del Trabajo de Tesis

## 8. CONCLUSIONES

En función de la proyección de la oferta y demanda, del análisis de la saturación de los ductos, y del modelo de cálculo para la definición de ductos, se concluyen algunas ampliaciones y construcción de nuevos ductos para recibir gradualmente la oferta de gas natural futura:

1) la necesidad de continuar ampliando la oferta de gas desde Bolivia para abastecer la creciente demanda de gas en Córdoba y San Jerónimo. Para esto se propone avanzar con el Hito 9,7 MMm<sup>3</sup>/d que consiste en la incorporación de 389,9 km de loops de 30" x 8,12mm API 5L X70 entre Campo Duran y San Jerónimo + 15.000 HP de potencia en Pichanal(ver 8.1)

2) la necesidad de mejorar el acceso de gas a las Centrales Termicas del GBA: para esto se propone la construcción de un gasoducto offshore desde donde hoy ingresa el GNL en Escobar hasta Rosetti (55 km – 30" 8,12 API 5L X70 c/CWC 2.400 kg/m<sup>3</sup>), evitando el ingreso a través de municipios urbanizados que requeriría gran inversión y aceptación social, y que puede ser abastecido a futuro por gas proveniente de Bolivia a través del GNEA. Así, el proyecto de TGS de Rodriguez-Rosettise reemplazaría por un proyecto desde Escobar de TGN(ver 8.2)

3) la necesidad flexibilizar el sistema de transporte, de forma tal que con la producción creciente de gas en Neuquén, se pueda pensar que el gas proveniente de Bolivia sea canalizado por el GNEA, bajando hasta San Jerónimo, y que el gas para el norte sea provisto desde el gasoducto Centro oeste (reversión del flujo actual). Para esto se propone la construcción de un nuevo gasoducto entre La Carlotta – TioPujio, de 131 km de 30"x 8,12mm API 5L X70.- y el gasoducto Mercedes-Cardales, de 75 km de 36" x 14,9mm API 5L X70 (ver 8.3 y 8.4)

4) paralelamente a las ampliaciones en el Norte, se debe mejorar el acceso al mayor centro de consumo con el Gasoducto Bahía Blanca – GBA (NEUBA II), de 529 km de 36" x 10mm API 5L X70(ver 8.5)

5) que la creciente demanda proyectada en la cuenca neuquina deberá ser canalizada por ampliaciones progresivas en los gasoductos actuales NEUBA I y II, Centro Oeste y Tramos finales, resultando en un total de 5.982 km de gasoductos adicionales, aumentando la capacidad de transporte en al menos 80 MMm<sup>3</sup>/d.- A su vez se deberá acompañar el crecimiento de la demanda, evaluando la reversión del flujo de gas entre Uruguay y Argentina a través del Gasoducto Gas Link, con posibilidad de ingreso a la Argentina a partir del 2019 de 3 a 5 MMm<sup>3</sup>/d.- (ver .8.6)

## 8.1 GASODUCTO HITO 9,7 MMm<sup>3</sup>/D (HITOS 1 Y 2)

Resumen de Antecedentes:

- **Nota ENARGAS N° 8921 del 26/09/2013**  
Se plantea ampliar en hasta 9,7 MMm<sup>3</sup>/día totales acumulados la capacidad incremental de transporte SAL-GBA generada con la Ampliación, como continuidad del Hito 5,2 MMm<sup>3</sup>/día (actualmente en ejecución en ese momento, hoy culminado).
- Es una continuidad de la ampliación en la ruta SAL-GBA, a fin de empalmarse al Hito 5,2 MMm<sup>3</sup>/día que se encuentra actualmente en ejecución.
- Consiste en ejecutar una serie de obras adicionales a las programadas, que permitirán alcanzar hasta 9,7 MM m<sup>3</sup>/día de capacidad total de transporte acumulada en la Ampliación sobre el Sistema Norte (con un Hito intermedio de 7,2 MM m<sup>3</sup>/día), resultando así en 32 MM m<sup>3</sup>/día la capacidad final de inyección del Gasoducto Norte, a fin de hacer posible la previsión y respuesta a las compras comprometidas por ENARSA con YPFB (Bolivia).
- La ampliación conlleva una obra asociada de 390 km de cañería de 30" y de 15.000 HP de compresión adicional en la Planta compresora Pichanal.
- Monto referencial de las Obras: 3.300 MM\$

Fig. 60. Loops Hito1 y 2



**Obras:**  
**Hito 1**  
**Hito 1 e Hito 2**

Tabla 8 . Tramos Ampliación 9,7 MMm3/d (Gasoducto Norte)

Tramo [inicio]	Tramo [fin]	Hito 1	Hito 2	Longitud Total [km]	Diámetro["] Espesor [mm] Calidad
		Longitud HITO 7,2 [km]	Longitud HITO 9,7 [km]		
Miraflores	Lumbreras	11,5	44,4	55,9	30" x 8,12mm API 5L X70
Lumbreras	La Candelaria	58,6	49,6	108,2	30" x 8,12mm API 5L X70
Tucumán	Lavalle	45,3	20,2	65,5	30" x 8,12mm API 5L X70
Recreo	Dean Funes	29,8	0	29,8	30" x 8,12mm API 5L X70
Ferreyra	Tio Pujio	30,1	19,9	50	30" x 8,12mm API 5L X70
Tio Pujio	Leones	16,9	15,1	32	30" x 8,12mm API 5L X70
Leones	San Jerónimo	32,2	16,3	48,5	30" x 8,12mm API 5L X70
<b>Total</b>		<b>224,4</b>	<b>165,5</b>	<b>389,9</b>	

Potencia a instalar		
	Potencia Hito 7,2 [HP]	Potencia Hito 9,7 [HP]
Planta Compresora		
Pichanal	0	15000

	KM	HP
Total Proyecto HITO 7,2 y 9,7 MMm3/d =	389,9	15000

Fig 60 y Tabla 8. Fuente: Elaboración propia con datos del ENARGAS y la Secretaría de Energía

## 8.2 GASODUCTO B.BLANCA – GBA (NEUBA II – HITO3)

Hoy la capacidad de los tramos finales (Bahía Blanca-Buenos Aires) está saturado, principalmente por el GNL importado. Consta de la ampliación de capacidad en los tramos de descarga PC Cerri, PC Saturno y PC Ordoqui.

Fig.61. Tramos Finales



Tabla 9. B.Blanca-GBA (NEUBA II-Hito3)

**Hito N° 3 (Gasoducto NEUBA II)**

Tramo [inicio]	Longitud HITO 9,7 [km]	Diámetro["] Espesor [mm] Calidad
Descarga PC CERRI	230	36" x 10mm API 5L X70
Descarga PC SATURNO	132	36" x 10mm API 5L X70
Descarga PC ORDOQUI	175	36" x 10mm API 5L X70
<b>Total</b>	<b>537</b>	

Potencia a instalar	
Planta Compresora	Potencia [HP]
CERRI	16000
SATURNO	20000
ORDOQUI	20000
<b>TOTAL</b>	<b>56000</b>

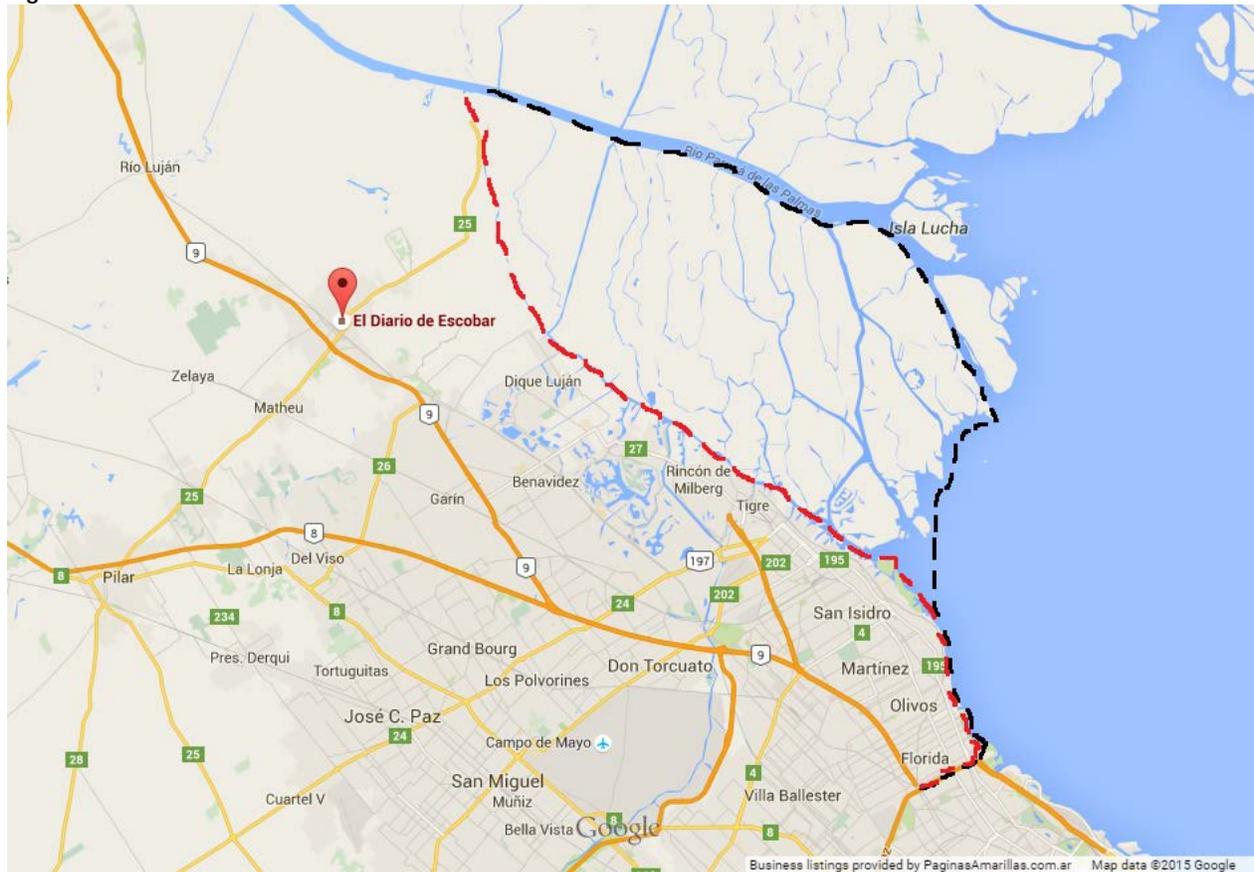
	KM	HP
<b>TOTAL</b>	<b>537</b>	<b>56000</b>

Fig 61 y Tabla 9. Fuente: Elaboración propia con datos del ENARGAS y la Secretaría de Energía

### 8.3 GASODUCTO OFFSHORE ESCOBAR-ROSETTI

El gasoducto Escobar-Rosetti es otra de las propuestas de este trabajo. La idea es evitar saturar las redes de distribución cuando se alimentan a las generadoras eléctricas ubicadas en la zona del GBA, a la vez que saltean municipios y zonas urbanizadas, lo que haría muy compleja su construcción y aceptación social en un gasoducto onshore. Se trazaron dos alternativas, una sobre el Río Luján y otra sobre el Paraná de las Palmas.

Fig.62. Trazas Gasoducto Offshore GNEA-Escobar-Rosetti

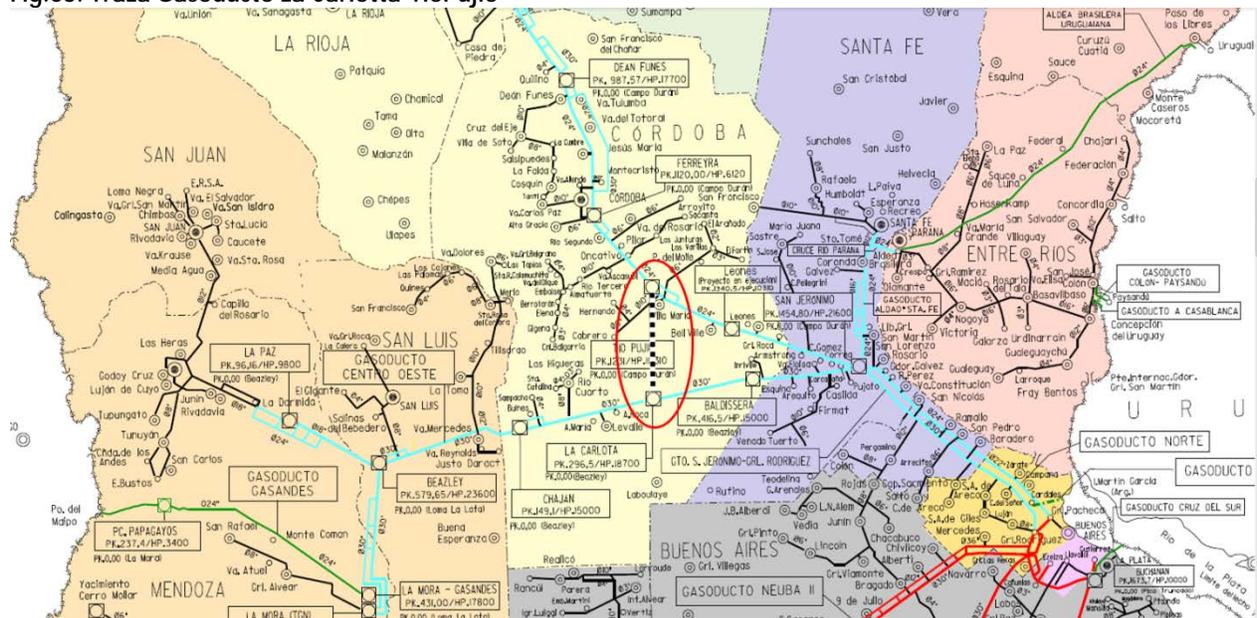


Fuente: elaboración propia

## 8.4 GASODUCTO LA CARLOTTA – TIOPUJIO

El gasoducto La Carlotta–TíoPujio es una de las propuestas de este trabajo, destinado a revertir el flujo de gas en el gasoducto Norte, frente a un futuro prometedor del shale gas en la cuenca neuquina, y el gasoducto del noreste argentino en plena construcción. En una traza preliminar, consta de 131 km de 36" x 10 mm API 5L X70-

Fig.63. Traza Gasoducto La Carlotta-TíoPujio



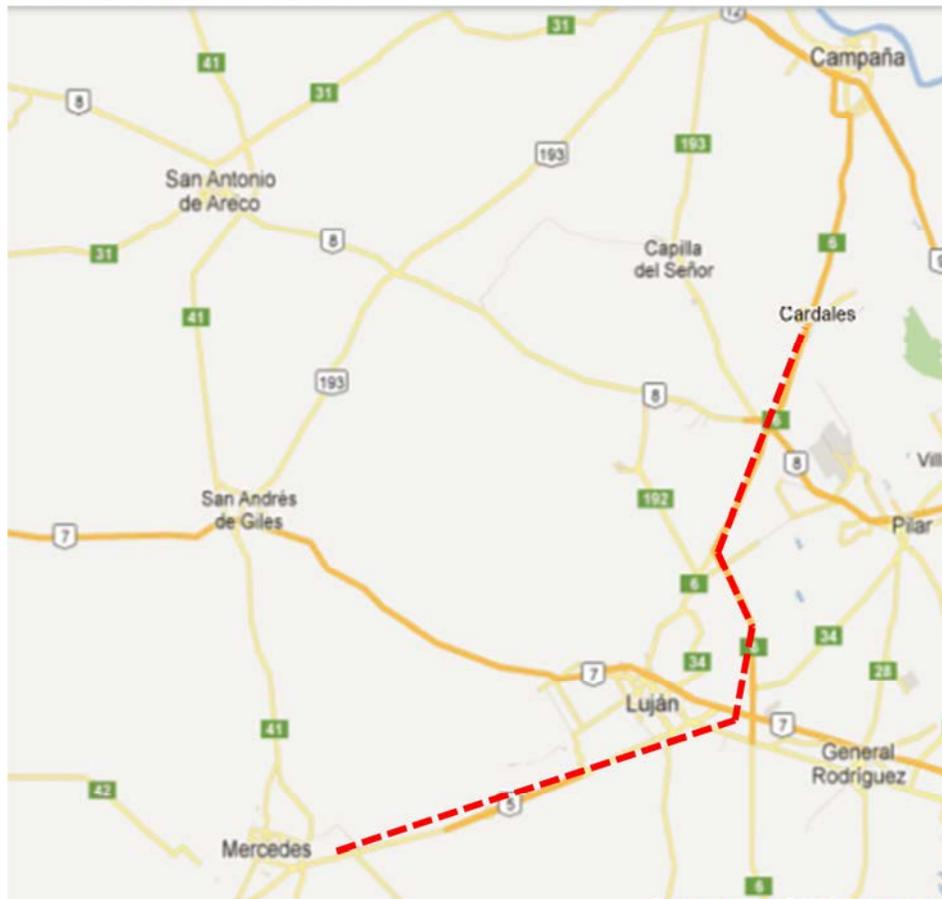
Fuente: elaboración propia

## 8.5 GASODUCTO MERCEDES CARDALES

Actualmente es contemplado por el ENARGAS como parte integrante del "Hito 1", nombre con el que se denominó a la primera etapa de las ampliaciones del Gasoducto Norte, integrada por la ampliación hasta 7,2 MMm<sup>3</sup>/d de este gasoducto, la ampliación de la capacidad de compresión en Pichanal de 15.000 HP y el 2° anillo del GBA (Mercedes-Cardales). Con este gasoducto se busca mayor comunicación entre los sistemas Norte y Sur.

El Gasoducto Mercedes-Cardales unirá la localidad de Mercedes con Cardales, pasando por Lujan y GralRodriguez, con un gasoducto de 75 km de 36" x 14,9mm API 5L X70.-

Fig.64. Gasoducto Mercedes-Cardales

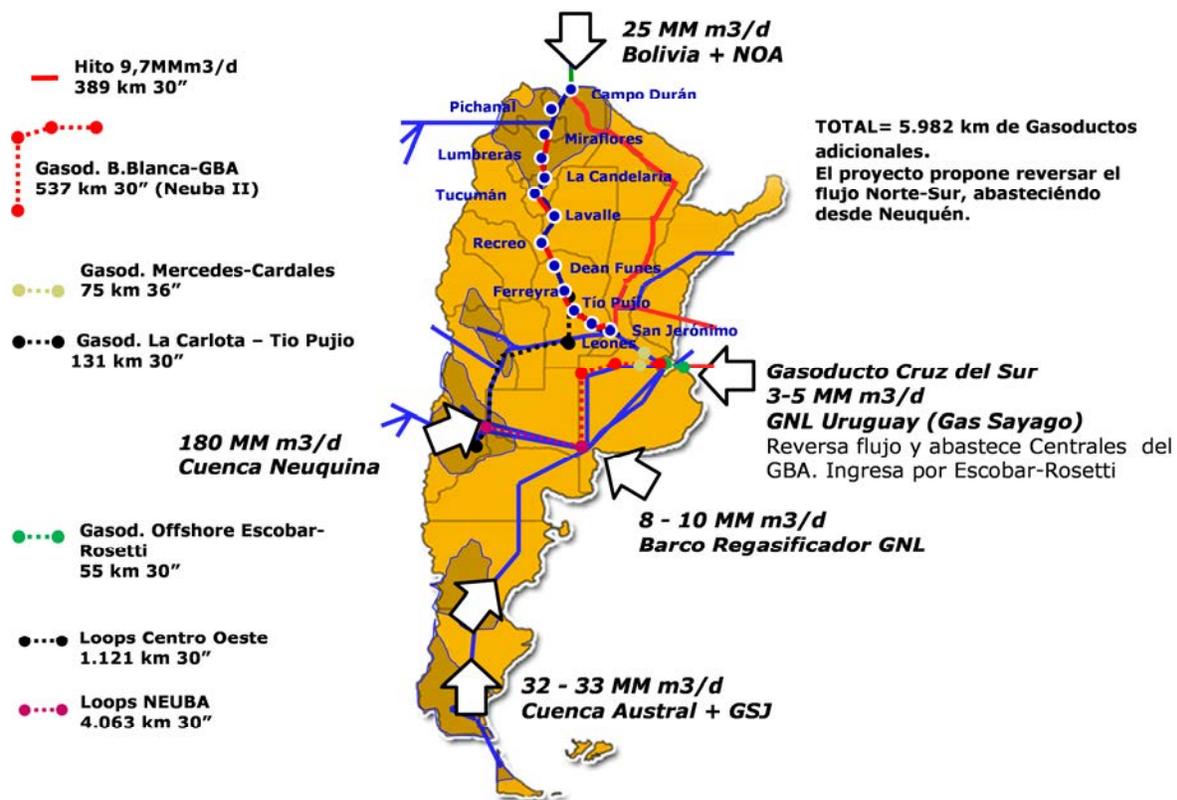


Fuente: elaboración propia

## 8.6 LOOPS ADICIONALES: CENTRO OESTE + NEUBAS

La creciente demanda proyectada en la cuenca neuquina deberá ser canalizada por ampliaciones progresivas en los gasoductos actuales NEUBA I y II, Centro Oeste y Tramos finales, resultando en un total de 5.982 km de gasoductos adicionales, aumentando la capacidad de transporte en al menos 80 MMm<sup>3</sup>/d.- Estas ampliaciones se proponen en etapas, comenzando en el año 2018 a razón de 10MMm<sup>3</sup>/d de ampliación de capacidad.

Fig.65. Mapa Redes de Transporte de Gas Natural Argentina 2030



Fuente: elaboración propia

El presente trabajo considera de relevante importancia los conceptos enunciados en las conclusiones 2 (Escobal-Rosetti) y 3 (La Carlotta-TioPujio). El primero para solucionar de manera efectiva el necesario abastecimiento a las centrales del GBA, y el segundo para preparar el sistema frente a un cambio en el origen del recurso.

## 9. ANEXOS

### 9.1 GASODUCTO DEL NORESTE ARGENTINO

El Gasoducto del Noreste Argentino nacerá en el Gasoducto Juana Azurduy, y abastecerá a 168 localidades del NEA. Recorrerá 4.144 km de extensión de los cuales 1810 km serán troncales de 24" y 2.334 km serán ramales de aproximación (10" 8" 6" y 4"), con 8 plantas compresoras y 165 plantas reguladoras, para completar una inversión total de 25.000 MMar\$. Es la culminación de largos años de fuertes presiones de las Provincias del NEA para la construcción de gasoductos en su región, que hoy día recibe el gas envasado de GLP.

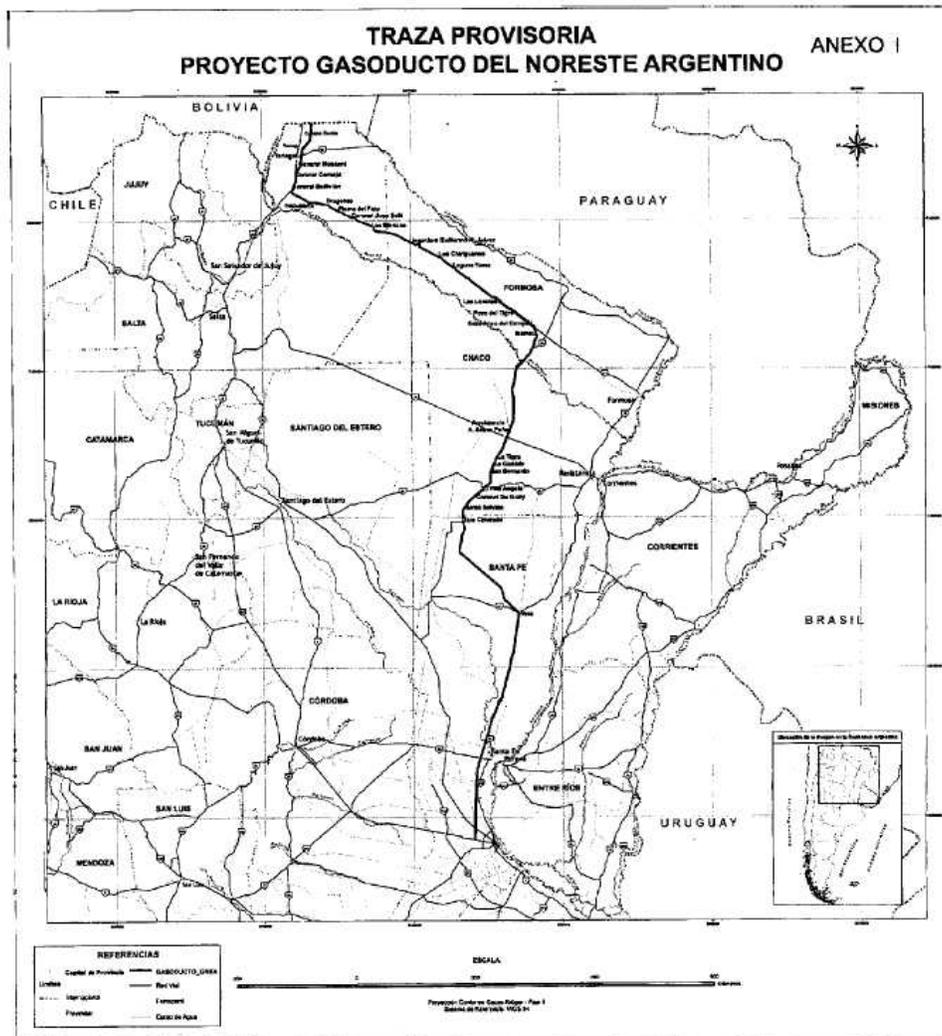
En el año 2003 el proyecto para la construcción del GNEA quedó plasmado en el ACUERDO FEDERAL PARA EL LANZAMIENTO DEL GASODUCTO DEL NORESTE ARGENTINO, del 24 de noviembre de 2003, suscripto por el Gobierno Nacional y los Gobiernos de las Provincias de CORRIENTES, CHACO, ENTRE RIOS, FORMOSA, MISIONES, SALTA y SANTA FE. Ese mismo año se firmaba la Declaración Conjunta de la República Argentina y la República de Bolivia sobre Integración Energética, la que resuelve crear la "Comisión Técnica de Integración Energética" que, en su primer reunión, celebrada en la Ciudad de La Paz, REPUBLICA DE BOLIVIA, el 31 de enero de 2004, propuso sentar las bases regulatorias y jurídicas para posibilitar la concreción del mencionado proyecto.

El 21 de abril de 2004 y el 22 de julio de 2004 se realizaron nuevas reuniones en las que Presidentes de ambos países ratificaron el propósito de coadyuvar con el desarrollo y la ejecución del proyecto, además de considerar el primer informe de la Comisión Técnica, que recomendó avanzar en la elaboración de un acuerdo bilateral para viabilizar el proyecto de construcción del Gasoducto. **A fines de ese año el Gobierno Nacional crea ENARSA (Energía Argentina S.A. basándose en el la energía es una cuestión de estado por tratarse de un insumo**

básico para el bienestar humano y el desarrollo económico. ENARSA fue creada para ser una empresa referente del Mercado, orientada al interés general, con un rol empresario activo y dinamizador de la economía.

En 2005 el Gobierno nacional, a través de ENARSA, lanza por primera vez los pliegos del proyecto del GNEA, con inicio en Yacuiba (Bolivia) y Coronda, Santa Fe (Argentina).

Fig. 66. Proyecto GNEA pre-2010.



Fuente:ENARGAS

Esta traza sería modificada en 2010 por el Decreto N° 1136 (9 de Agosto) donde se aprueba la adecuación y ampliación de la traza provisoria del GNEA, dejándose sin efecto el Anexo II del Decreto N° 267/07.

Fig. 67. Proyecto GNEA post-2010.



Fuente:ENARSA

**Volviendo año 2007**, el poder Ejecutivo Nacional, mediante el dictado del decreto N° 267 de fecha 24 de Marzo de 2007, **nominó a ENARSA como responsable de la construcción, mantenimiento, operación y prestación del servicio de transporte de gas natural del Gasoducto del Noreste Argentino**, otorgándole al efecto una concesión de transporte de gas con punto de partida en jurisdicción nacional desde la frontera con la ex República de Bolivia (hoy Estado Plurinacional de Bolivia) en la Provincia de Salta, de acuerdo con los términos previstos en las leyes N° 17.319 y N° 24.076 y sus reglamentaciones. Este decreto especificó la traza provisoria del Gasoducto, la cual fue adecuada y ampliada por el Decreto N° 1136, de fecha 9 de Agosto de 2010, tal como mencionado anteriormente. A través del Decreto N° 805,

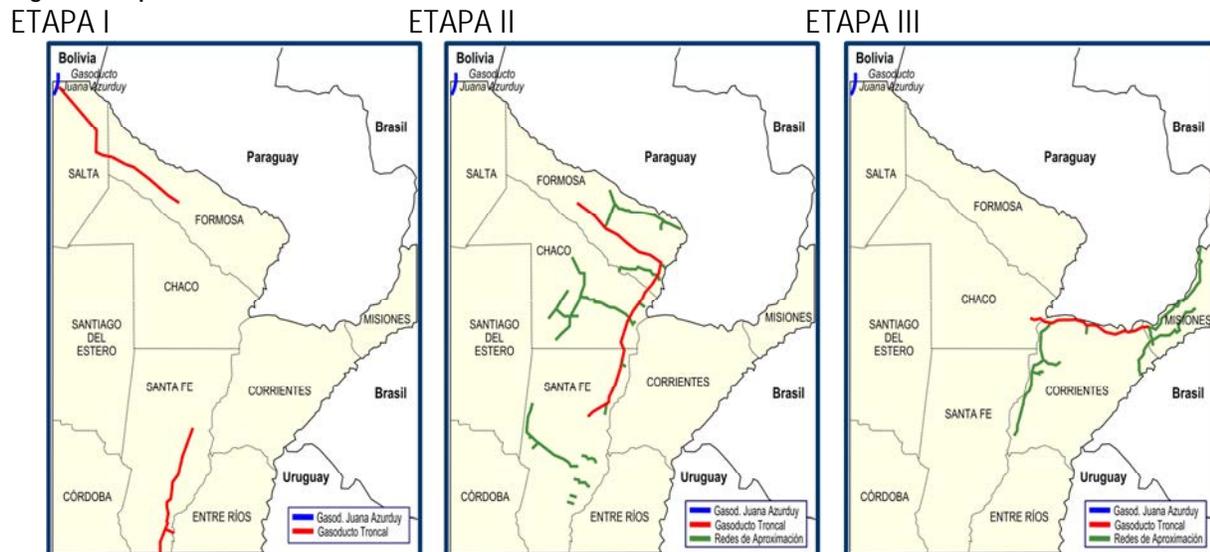
de fecha 27 de Junio de 2007 se instruyó al Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, a adoptar los recaudos necesarios para que ENARSA se ajuste a las Normas, procedimientos, así como a los controles previstos en la Ley N° 13.064, en la construcción del GNEA y en la adquisición de todos los elementos y materiales destinados a la misma.

El Directorio de ENARSA, mediante Resolución ENARSA 007 de fecha 12 de diciembre de **2012**, aprobó el **llamado a Licitación Pública Nacional** para la contratación de los servicios, suministros y obras para la construcción GNEA, conforme los pliegos que aprobó por la misma resolución.

Durante los años 2012 a 2014 se sucedieron licitaciones públicas internacionales, en las que finalmente la obra quedó adjudicada a SIAT S.A., fabricante nacional de cañerías perteneciente al grupo Techint.

### Características Técnicas del Gasoducto:

Fig. 68: Etapas Constructivas del GNEA. Fuente ENARSA



Fuente: ENARSA y SECRETARIA DE ENERGIA

**ETAPAS I y II:** 24" API 5L Gr. X70 e:7,9mm y 11,9 PSL2 Revestimiento según especificación técnica ENARSA-00-L-ET-0002

**ETAPA III:** 24",16" como troncales, 12" a 4" como ramales de aproximación.

**Cañería Ramales de Distribución:** 4" a 10" API 5L Gr.B a X60 Revestimiento según especificación técnica ENARSA-00-L-ET-0002

## ADJUDICACIONES DE OBRA

### Formosa:

TRAMO TRONCAL "JCR - SERVICIOS VERTÚA"

RAMALES DE APROXIMACIÓN : "JCR - SERVICIOS VERTÚA"

23 Localidades

### Chaco:

TRAMO TRONCAL : "CHEDIACK - UCSA -CONTA WALTER MARIO"

RAMALES DE APROXIMACIÓN: "BTU - ESUCO - VÍCTOR CONTRERAS

### Santa Fe:

TRAMO TRONCAL: "CONTRERAS Hnos - CPC - HELPORT - ROVELLA"

RAMALES DE APROXIMACIÓN: "CHEDIACK - UCSA -CONTA WALTER MARIO"

Tabla 7 - Datos Fuertes - GNEA

#### Datos fuertes

Provincia	ETAPA I	ETAPA II	ETAPA III	TOTAL
Formosa	8	23	0	31
Chaco	0	34	0	34
Santa Fe	14	23	0	37
Salta	1	0	0	1
Corrientes	0	0	26	26
Misiones	0	0	39	39

Troncales [km]	798	667	354	1.819
Ramales [km]	0	1533	801	2.334

Inversión [MM\$]	4.951	11.348	8.701	25.000
------------------	-------	--------	-------	--------

Fuente: ENARSA y SECRETARÍA DE ENERGÍA

## 9.2 SHALE GAS

Cuando hablamos del Shale Gas nos referiremos específicamente a la explotación gasífera de la formación hidrocarbúrfica no convencional Vaca Muerta, en la Provincia de Neuquén, siendo Vaca Muerta una formación geológica de la era Jurásica y Cretácica, con una sección generadora de hidrocarburos (Roca Madre) muy rica en materia orgánica como petróleo de esquitos bituminosos y gas de lutita (ShaleOil&Gas).

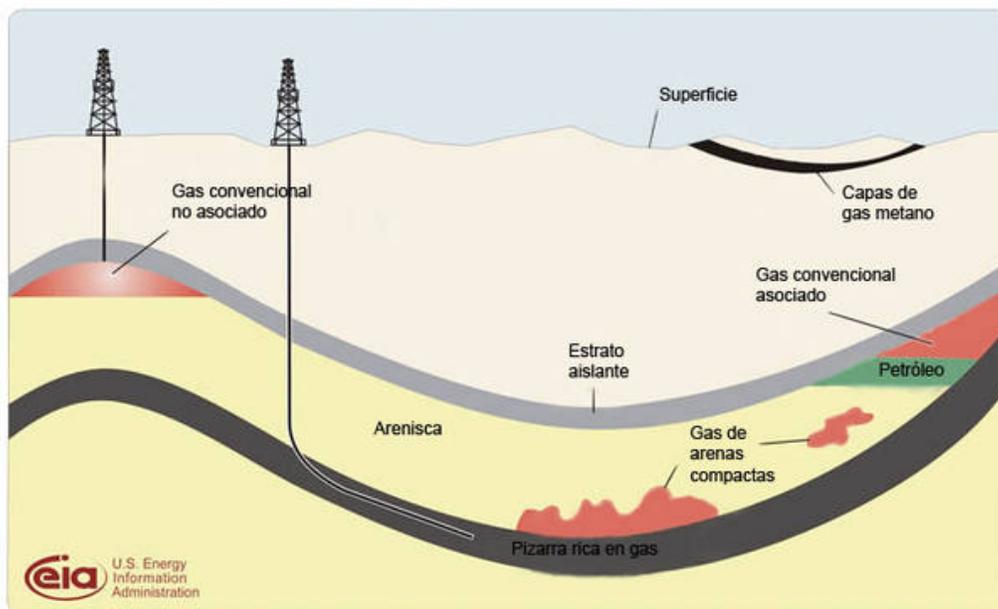
### ¿Pero qué es el Shale y qué papel juega en la actualidad energética Argentina?

Los hidrocarburos convencionales son aquellos que se formaron en una roca, llamada “**roca madre**”, y con el paso del tiempo migraron hacia otras rocas, que son más permeables, llamadas “**reservorios convencionales**”.

Los hidrocarburos no convencionales también se formaron en una roca madre, pero todavía siguen allí, es decir, **no pudieron migrar hacia una zona de mayor permeabilidad**. A este hidrocarburo se lo denomina “hidrocarburo de shale” o de “roca de esquisto”.

Cabe aclarar que los combustibles que provienen de hidrocarburos no convencionales son los mismos que se obtienen de los convencionales, la diferencia entre ambos radica en su método de extracción.

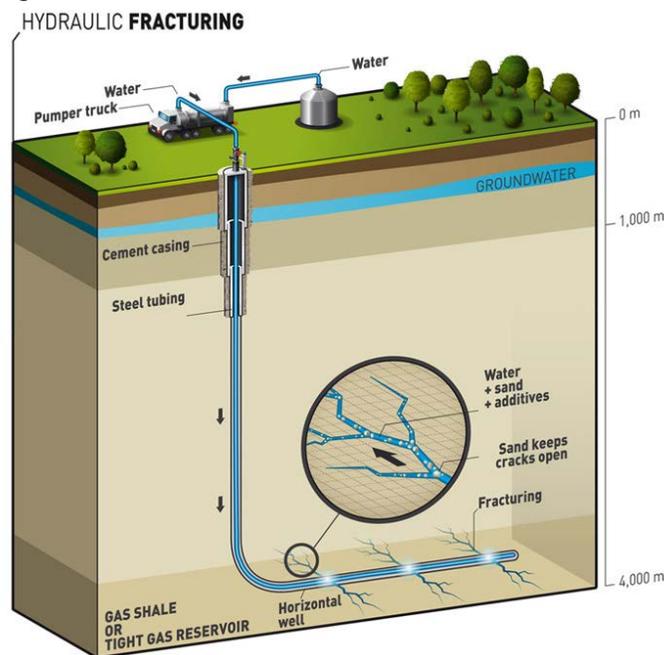
Fig 69. Shale Gas



Fuente: US Energy Information Administration

Continuando, el shale-o roca de esquisto- es una **formación sedimentaria que contiene gas y petróleo** (shale gas y shale/tighoil). Notamos que la característica que lo define es el método de extracción, y que esto es debido a que el hidrocarburo de shale no tiene la suficiente **permeabilidad** para que el petróleo y el gas **migren** hacia zonas ("rocas reservorio") donde puedan ser extraídos con los métodos convencionales. Esto hace necesario la aplicación de otra tecnología, y la que se encontró en los Estados Unidos fue la de **inyectar agua a alta presión** conjuntamente con la aplicación de **agentes de sostén** o "propante" (arenas especiales). El agua a alta presión produce la **fractura en la roca**, y el agente sostén propiamente "**sostiene**" esta **fractura abierta**, permitiendo que el hidrocarburo atrapados en la formación fluya hacia la superficie. A su vez, a nivel mundial se realizan **perforaciones horizontales**, las que permiten una mayor superficie de contacto con la roca.

Fig.70. Fractura Hidráulica



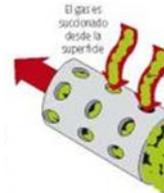
**Perforating Guns:** en los extremos del tubo se realizan disparos que general orificio y se fractura la roca.



**Agua+propante:** Agua y propante es inyectado a alta presión, creando grietas que se mantienen abiertas por acción del propante.



**Liberación del Gas:** la mezcla de agua es bombeada de vuelta a la superficie, y el gas liberado sigue el mismo trayecto.



Fuente: TOTAL E&P DENMARK B.V. <http://en.skifergas.dk/>

La Argentina presenta con **Vaca Muerta un Play de similares características litológicas y geoquímicas a las de Eagle Ford**. Esto estimula a pensar en el potencial económico de su explotación, de lograrse el nivel de inversiones requerido para tal fin.

Desde su Re-Nacionalización en 2012, YPF viene trabajando en un plan estratégico al que llamó "2013-2017", en donde apunta a "liderar la explotación de hidrocarburos no convencionales, reactivar la producción en cuencas maduras y relanzar la exploración para incorporar nuevas reservas". En el mismo establece como objetivo "elevar la producción a 100 mil barriles de petróleo/día procedentes del shaleoil y a 13 MMm<sup>3</sup>/d producto del shale gas." Y si tenemos en cuenta que la producción sin incremento de reservas es "pan para hoy, hambre para mañana", la estrategia establece como objetivo paralelo "asegurar la reposición de reservas y desarrollo de nuevos frentes de yacimientos, investigación en frontera, a través de programas de búsqueda en áreas conocidas de mediano y bajo riesgo exploratorio."

## 10. BIBLIOGRAFÍA

- Gil, J. Deferrari y L.Duperron. "Modelo generalizado de predicción de consumos de gasnatural a mediano y corto plazo I" - S. Gas & Gas - Pub. para la Industria Gasífera – AñoIV- N° 48, 24-30 (2002).
- Constanza Fosco P-M. Universidad de Alicante, España . Eduardo Saavedra P. ILADES-Georgetown University, Universidad Alberto Hurtado, Chile "MERCADOS DE GAS NATURAL: ANÁLISIS COMPARADO DE LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL"
- Gil, J. Deferrari y L.Duperron. "Modelo generalizado de predicción de consumos de gasnatural a mediano y corto plazo II" - S. Gas & Gas - Pub. para la Industria Gasífera – AñoIV- N° 49 (2002).
- Short-term trends in the gas industry, Panorama 2015, InstitutFrançais du Pétrole. (Abril 2015) <http://www.ifpenergiesnouvelles.com/Publications/Available-studies/Panorama-technical-reports/Panorama-2015>
- The LNG Industry 2015, International Group of LiquefiedNatural Gas Importers.(Abril 2015) [http://www.giignl.org/sites/default/files/PUBLIC\\_AREA/Publications/giignl\\_2015\\_annual\\_report.pdf](http://www.giignl.org/sites/default/files/PUBLIC_AREA/Publications/giignl_2015_annual_report.pdf)
- Codeseira L. (2013): "Tesis de Maestría: Análisis Espacial del Desarrollo del Shale Gas de Vaca Muerta" pag. 11-13 "Shale Gas" y Pag 51"Curvas de Extracción por Areas".-
- ENARGAS – Transporte de Gas – Datos Operativos. Atlas y Mapas. Informe Anual 2013.
- IAPG – Estadísticas Interactivas
- La Energía en Tiempos de Alfonsín. Edit Eudaba 2014 – Jorge Lapeña
- Informe anual de Producción No Convencional de Petróleo y GasProvincia de Neuquén, 2014.
- Secretaría de Energía – Hidrocarburos – Producción de Petróleo y Gas – Mercado Eléctrico
- CAMMESA – Informe Anual 2014 (Mayo 2015)
- AGEERA (2012): "Escenarios energéticos Argentina 2030".-
- IAPG (2015): "El Desafío del Downstream del Gas en La Argentina"
- Gil S. (Escuela de Ciencia y Tecnología – Universidad Nacional de San Martín y Departamento de Física – FCEyN- UBA Buenos Aires, Argentina (2007): "Proyección de la demanda de gas para mediano y largo plazo"
- Fundación Vida Silvestre (2015): "Escenarios energéticos para la Argentina (2013-2030) con políticas de eficiencia".
- CNEA. Mercado Eléctrico Mayorista (Enero-Mayo 2015): "Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista de la Republica Argentina"
- Salvador Sesma J.R. (2010): "Resumen de la historia del gas en la Argentina y los intentos fallidos del NEA por conseguirlo"
- Secretaría de Energía de México (2012): "Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2012-2026.
- ENARGAS – Publicaciones - Cincuentenario de Comodoro Rivadavia 1949-1999.-
- Zapata E. (2014): "Yacimientos No Convencionales – Derecho de la Energía II – MIE CEARE"
- Escal UGS (2012): "Proyecto Castor – Almacenamiento Subterráneo de Gas Natural"
- Rinaldi O., Salazar C. y Staffa D. (2005): "Fondos Fiduciarios Estatales – Fideicomisos de Gas"
- Marco Regulatorio del Gas Ley 24.076 de la Nación Argentina. [www.enargas.gov.ar](http://www.enargas.gov.ar)