

Licitación Pública Yacimiento La Esperanza

TRABAJO FINAL INTEGRADOR – GRUPO 1

ECONOMIA DEL PETROLEO Y DEL GAS NATURAL

Alumnos:

Amado, Romina

Cia, Alejandro

Vaz, Joaquín

Vons, Bárbara

Zan, Justiniano

Equipo para esta Opción: Amado – Vaz - Vons





Sobre A

Propuesta Técnica

CONTENIDO

1. Resumen Ejecutivo	
Objetivo	
Descripción	
Ubicación y Datos del Yacimiento	
2. Reservas.....	
Cálculo	
Datos del Yacimiento	
Gas in situ y recuperable.....	
Caudal de Produccion	
3. Analisis de Mercado.....	
Contexto Internacional	
Contexto Argentino.....	
4. Marco Institucional y Legal	
Leyes Nacionales	
El Mercado Electronico de Gas y el Sistema de Precios de Gas	
Los Derechos de Exportacion	
El Acuerdo de Productores 2007-2011	
Incentivos y Subsidios	
5. Inversiones	
Obras en Yacimiento.....	
Obras de Transporte	
6. Costos e Impuestos	
7. Aspectos Comerciales y Contractuales	
8. Aspectos Economicos y Financieros de la Inversión	
9. Cuadro Resumen de Resultados.....	

1. RESUMEN EJECUTIVO

Resumen Ejecutivo

Objetivo

El objeto de esta evaluación es la participación en la Licitación Pública que se realizará para la adjudicación de los Derechos de Explotación un yacimiento convencional de gas y condensado, denominado “La Esperanza”, ubicado en la Cuenca Neuquina. El análisis cubre aspectos geológicos, comerciales, contractuales, operativos y financieros.

Descripción

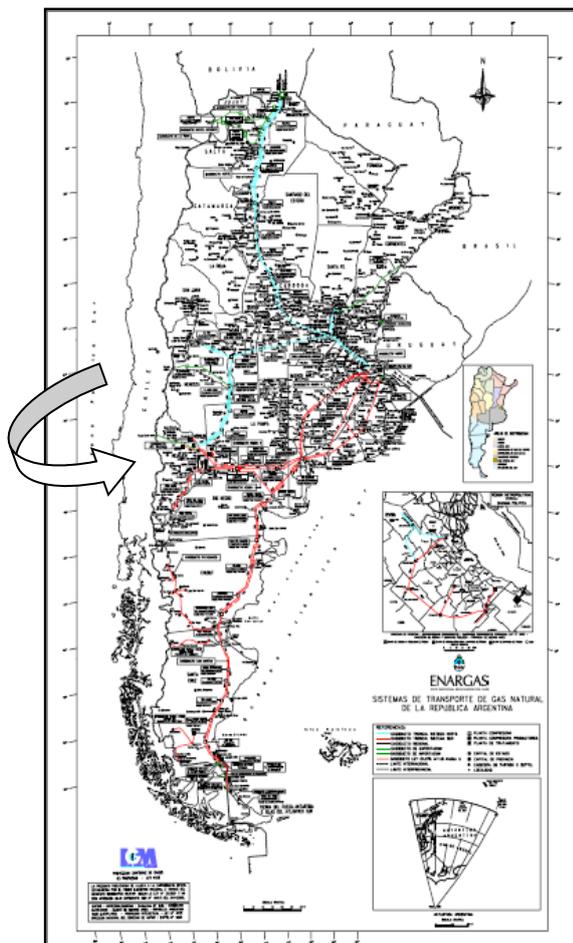
El yacimiento se encuentra a 200 Km de la cabecera de los Gasoductos Neuba I, Neuba II y Centro Oeste, y a 100 Km de Central Termoeléctrica existente.

Los hidrocarburos se encuentran a una profundidad promedio de 2.210 m bajo boca de pozo (mbbp) y son producidos de arenisca, pertenecientes a la Formación Mulichinco.

El yacimiento tiene reservas de 16.000 Millones de m³ de gas y 695 km³ de condensados recuperables.

Para esta evaluación se analizaron distintas alternativas técnico-económicas y comerciales. La que se presenta a continuación fue la que arrojó mejores resultados.

Figura 1. Ubicación y Datos del Yacimiento “La Esperanza”



Objetivo: Ganar la adjudicación de los Derechos de Explotación del Área.

Clasificación: Gasífero

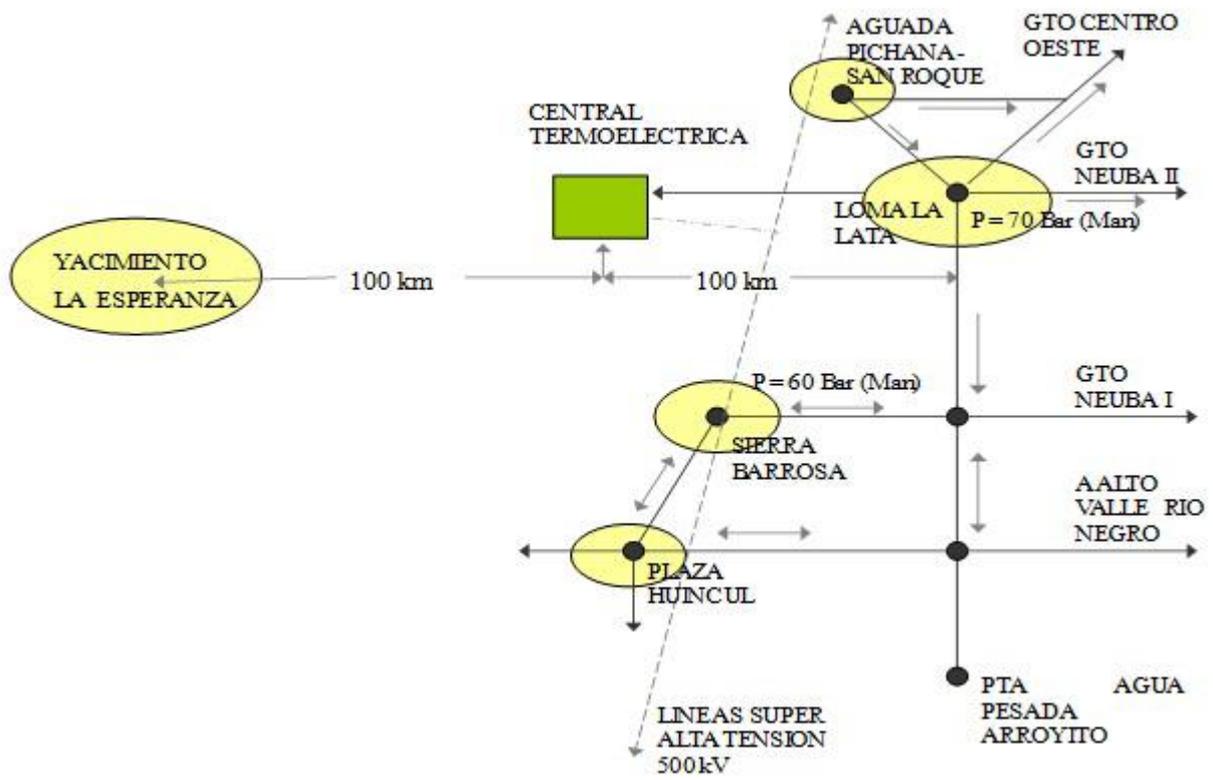
Cuenca: Neuquina

Ubicación: a 200 Km. de la cabecera de los Gasoductos Neuba I, II y Centro Oeste y a 100 Km. de Central Termoeléctrica existente.

Profundidad promedio: 2.210 m bajo boca de pozo (mbbp).

Reservas: 16.000 Millones de m³ de gas y 695 km³ de condensados recuperables

Figura 3: Esquema



2. RESERVAS

Reservas

Cálculo

La exploración del yacimiento se ha realizado mediante registración sísmica 2D y cinco (5) perforaciones que delimitaron el depósito, cuatro (4) de las cuales fueron productivas y una (1) finalizó estéril.

Con esta información se ha demostrado la existencia de un yacimiento de gas con reservas de aproximadamente 16.000 Millones de m³ de gas y 695 km³ de condensado recuperable con un interesante potencial de producción.

Para la estimación de las reservas, según los parámetros del enunciado, se utilizaron las siguientes formulas y datos:

Datos del yacimiento

	Valor	Unidades
Volúmen de roca (V _r)	1.250	[Mm ³]
Porosidad (Φ)	12	[%]
Saturación de agua irreductible (S _w)	33	[%]
Temperatura del reservorio (T _r)	360	[°K]
Presión del reservorio (P _r)	238	[Kg/cm ²]
Relación Gas-Petróleo (GOR)	23.000	[m ³ gas/m ³ liq]
Temperatura Ambiente (T _a)	288	[°K]
Presión atmosférica (P _a)	1,033	[Kg/cm ²]
Factor volumétrico del gas (B _g)	0,005	$B_g = \frac{P_a \cdot T_r \cdot Z_r}{P_r \cdot T_a \cdot Z_a}$

$$G_P = V_R \cdot \phi \cdot (1 - S_w) \left(\frac{P_r}{Z_r} - \frac{P_{ab}}{Z_{ab}} \right) \cdot \frac{Z_a \cdot T_a}{P_a \cdot T_r}$$

Análisis Previsional de la Producción de Gas

Pr	Z	Pr/z	Bg	G	Gp	Pr/Z2
238	0,91	260,9	0,00	20,31	0,00	260,91
225	0,91	248,4	0,01	19,34	0,97	248,40
180	0,89	201,5	0,01	15,69	4,62	201,52
120	0,90	133,1	0,01	10,36	9,95	133,13
80	0,92	86,8	0,01	6,75	13,56	86,77
50	0,95	52,9	0,02	4,12	16,19	52,88
0	1,00	0			20,31	0,00

Gas in Situ y Recuperable

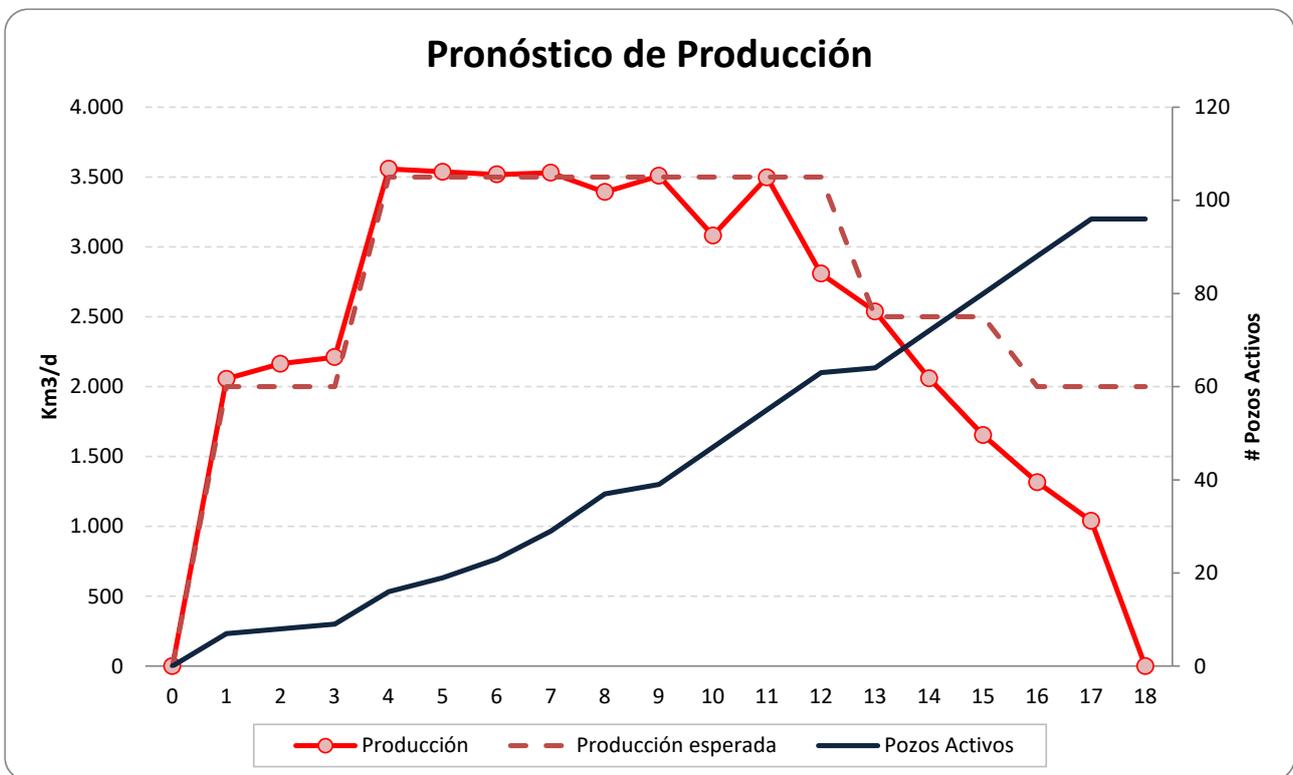
Se puede verificar en la tabla el gas recuperable a medida que la Presión Estática del Reservorio ajustada por un factor de compresibilidad "z" (Pr/z) va disminuyendo, hasta alcanzar el volumen del Gas in Situ. A partir de la misma se puede ver a qué presión de abandono del yacimiento obtenemos un determinado volumen de Gas Recuperable.

Los contratos de venta de gas en el tiempo se decidieron en función de este perfil de producción, existiendo una iteración entre contrato y perfil de producción hasta llegar a este resultado final. Se estima que el yacimiento se abandonará a una presión de 43,44 kg/cm². De esta manera, el factor de recuperación de reservas para este yacimiento, y bajo los supuestos asumidos, alcanzaría el 82 %.

Se utiliza un método iterativo, ya que el cálculo de la presión de fluencia (Pwf) para un determinado caudal depende de un valor de viscosidad del gas que se produce y a su vez este depende de la presión promedio de tubing, que es el promedio entre la presión en cabeza de pozo (PTF) y la Pwf .

Pronóstico de Producción

Con estos datos se calculan cuantos pozos, los cuales apuntan a cumplir con la producción esperada de gas.



Se obtuvo una curva de producción que tiene un caudal inicial de aproximadamente 2,0 MSm³/d en el primer año y que, según el esquema de perforación de pozos elegido, permite un plateau de producción estable de alrededor de 3,5 MSm³/d durante la etapa media de la explotación, momento en el cual comienza el declino del yacimiento hasta alcanzar la presión de abandono estimada en 43,44 kg/cm².

3. ANALISIS DE MERCADO

Mercado

Contexto Internacional

La baja en el precio internacional del barril de crudo Brent ha afectado (y se estima continuará afectando) la actividad prevista para la industria petrolera en el mundo, fundamentalmente en término de inversiones esperadas en el sector.

Adicionalmente a la baja en el precio del barril de crudo Brent a valores inferiores a US\$50 por barril, la caída de los precios de los principales commodities agrícolas, todo ello sumado a las tensiones geopolíticas entre Estados Unidos y Rusia como así también países de Oriente Medio, presentan un nuevo escenario internacional complicado que crea incertidumbre sobre el comportamiento futuro de las economías desarrolladas y emergentes.

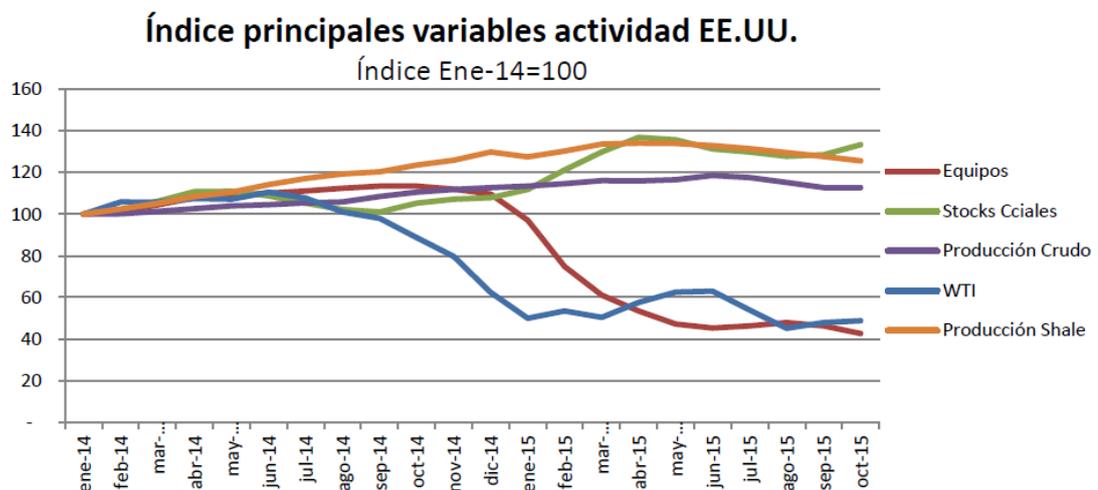
El WTI experimentó también una nueva caída rondando los 40 usd/bbl (NYMEX), a partir del persistente exceso de stocks comerciales de crudo. El nivel de estos se muestran en alza, muy por encima de los promedios de años anteriores.

Proyecciones de la EIA no esperan una recuperación en el WTI debido al incremento de la producción de Rusia y algunos países de la OPEP.

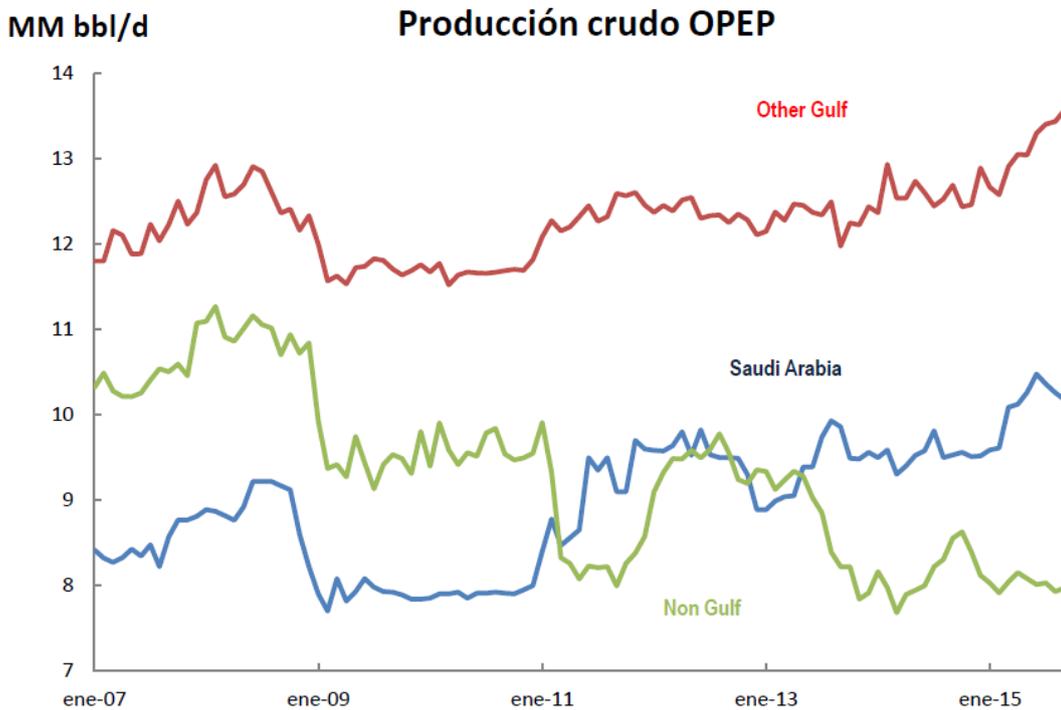
EIA proyecta que la producción No-OPEP crecerá 1,1 MM bbl/d en 2015 pero caerá 0,3 MM bbl/d 2016 (lo que sería la primera caída anual de los No-OPEP desde 2008).

La producción mundial de gas natural en el año 2014 fue de 326 BPCD. Como parte de esta producción destaca América del Norte que alcanzó los 87.0 BPCD de producción, creciendo en los últimos 10 años en más de 12 BPCD. En esta región el principal productor es Estados Unidos, que a su vez es el principal productor mundial con 66.5 BPCD en el 2013. En los últimos años, pese a que los precios se encuentran en niveles bajos, la producción en Estados Unidos mantiene importantes niveles de crecimiento, sustentados principalmente en la llamada revolución del Shale Gas.

Asimismo, en EE.UU, un nivel de 60 usd/bbl permite mantener la oferta sin declinar hasta entrado 2020, tal como sugieren estimaciones privadas recientes.

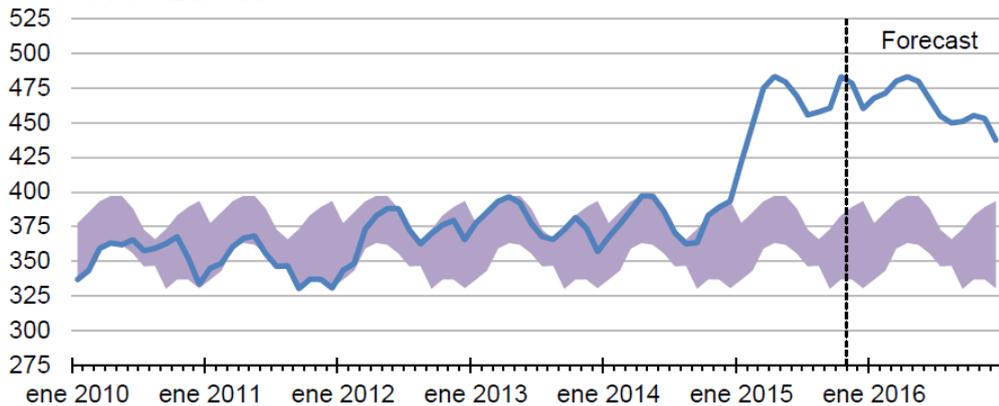


En cuanto a OPEP, EIA proyecta que en 2015 su producción crecerá 0,9 MM bbl/d y 0,2 MM bbl/d en 2016.



Stocks comerciales de Crudo en EEUU

Millones de Barriles



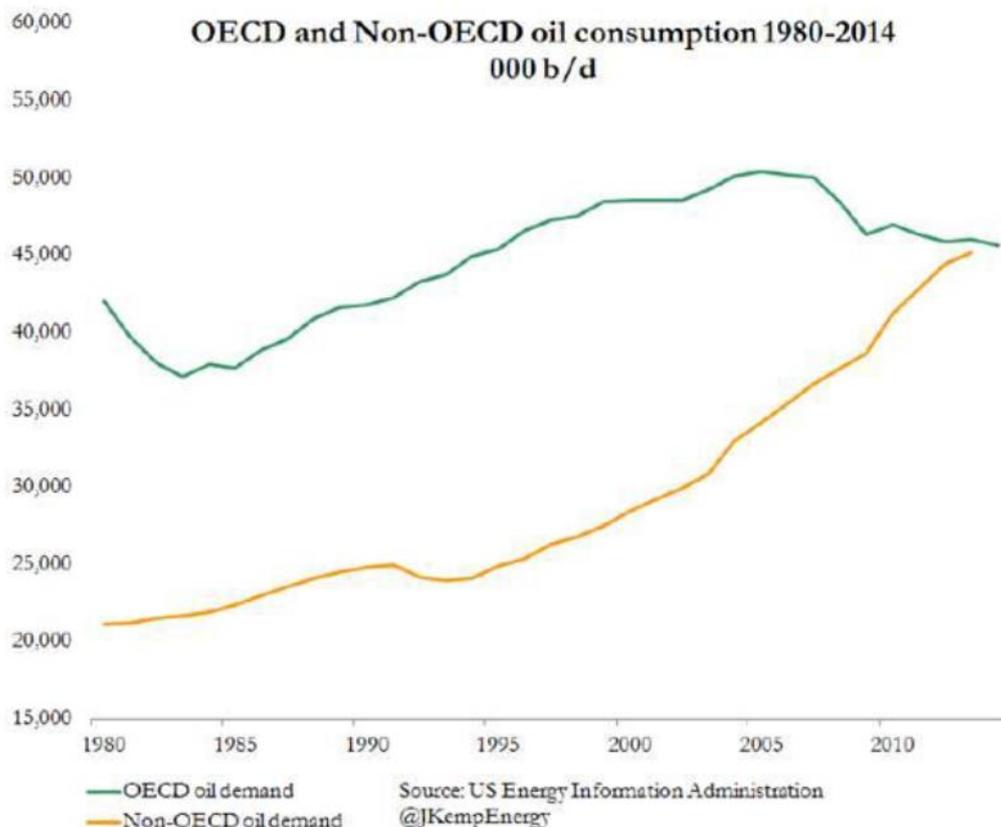
Note: Colored band around storage levels represents the range between the minimum and maximum from Jan. 2010 - Dec. 2014.

Source: Short-Term Energy Outlook, November 2015.

La EIA estima que la demanda de petróleo por parte de la OCDE en 2015 crecerá en 0,6 MM bbl/d vs 2014 y de 0,2 MM bbl/d para 2016. Con esto alcanzará en 2016 los 46,5 MM bbl/d (cifra más alta desde 2010).

En tanto que en los países fuera de la OCDE los incrementos serán de 0,8 MM bbl/d y 1,2 MM bbl/d en 2015 y 2016, respectivamente. China es el principal actor de este grupo más allá de la caída en el nivel de crecimiento.

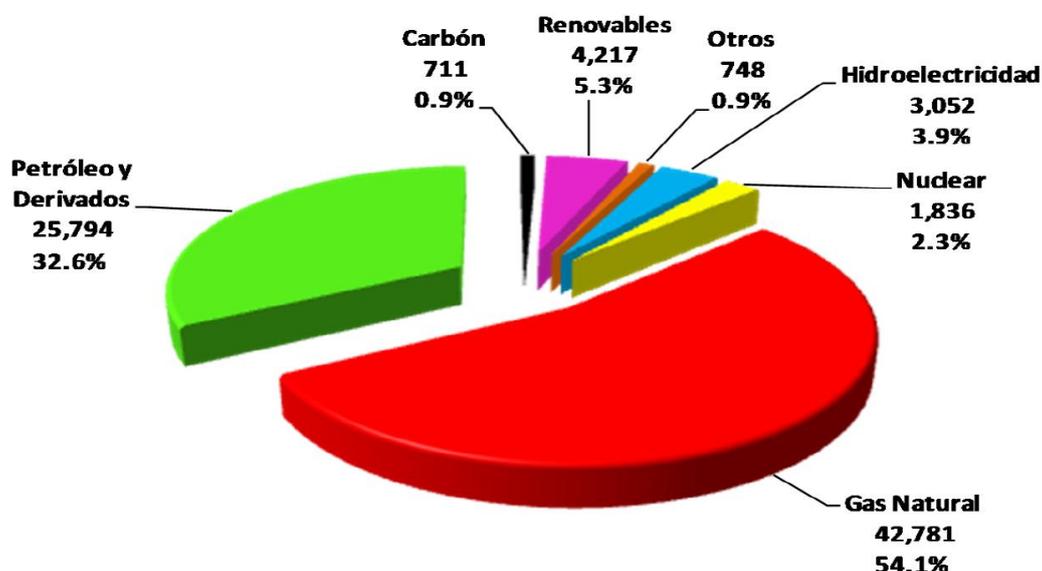
En conjunto, para 2015 y 2016 se proyecta un crecimiento del consumo de 1,4 MM bbl/d. Se observa en los últimos 20 años un gran crecimiento de la demanda de los países que no pertenecen a la OCDE emergentes). En cambio, se observa que la demanda de los 34 países miembros de la OCDE viene cayendo, casi igualando los volúmenes demandados por los primeros.



Contexto Argentino

La Argentina es un país con un consumo energético orientado a los hidrocarburos. El 88% del consumo energético depende de ellos. El 54% corresponde al gas natural.

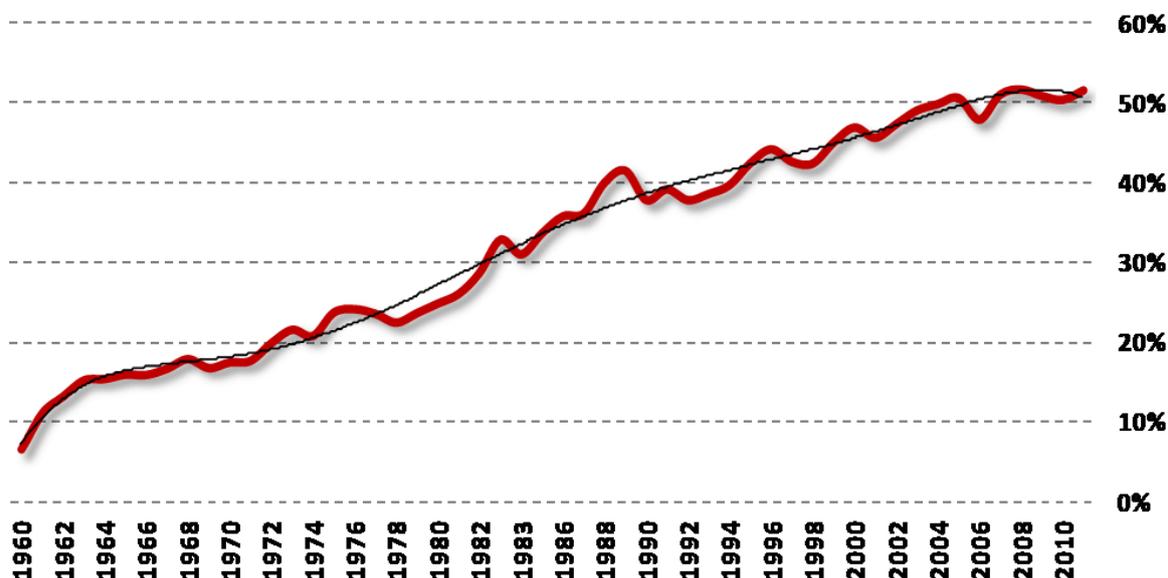
CONSUMO PRIMARIO ENERGÉTICO ARGENTINA (Miles tep)



Fuente: Daniel Gerold-48 Coloquio IDEA-Oct 2012.

Existe en el corto plazo una imposibilidad de modificar la estructura del consumo energético.

PARTICIPACIÓN DEL GAS NATURAL EN CONSUMO INTERNO ENERGETICO



Fuente: Daniel Gerold-48 Coloquio IDEA-Oct 2012.

La baja del precio del crudo ha derivado en una reducción en el precio local de crudo de aproximadamente US\$7 por barril frente al precio vigente al 31 de diciembre de 2014.

Cambios en las condiciones económicas, políticas y regulatorias en Argentina y las medidas adoptadas por el gobierno argentino han tenido y se espera que sigan teniendo un impacto significativo en la industria.

La economía argentina ha experimentado volatilidad en las últimas décadas, caracterizadas por períodos de crecimiento bajo o negativo y elevados niveles variables de inflación.

Después de un vigoroso crecimiento en el período 2010-2011, varios factores influyeron en la disminución del crecimiento de la economía argentina en 2012 y 2013 en comparación con el crecimiento anterior. La baja en el precio del barril de crudo Brent a valores inferiores a US\$50 por barril, la caída de los precios de los principales commodities agrícolas, todo ello sumado a las tensiones geopolíticas presentan un nuevo escenario internacional complicado que crea incertidumbre sobre el comportamiento futuro de las economías desarrolladas y emergentes, con la consecuente afectación respecto al comportamiento de la economía argentina.

De acuerdo a los datos del Informe de Avance del Nivel de Actividad confeccionado por el INDEC, la estimación provisoria de actividad económica reflejó un incremento del 2,2% para el primer semestre del año 2015 y una variación positiva del 0,5% para el acumulado del año 2014.

El tipo de cambio oficial del peso argentino frente al dólar de Estados Unidos al 31 de diciembre de 2014 fue Ps. 8,55 por US\$ 1,00 dólares, lo que reflejó una depreciación aproximada del 31.13% frente al dólar en comparación con el 31 de diciembre 2013. Al 30 de Septiembre de 2015 se incrementó hasta llegar a 9,42 pesos por dólar, resultando por lo tanto aproximadamente un 10,2% superior a la cotización observada a finales de 2014 y un 12,3% superior, en promedio, al registrado en los primeros nueve meses de 2014.

Argentina ha enfrentado y continúa enfrentando presiones inflacionarias. Según el INDEC, el IPCNU para el 2014 fue de 23,9%, aumentando en un 10,7% de diciembre de 2014 a septiembre de 2015, mientras que el índice de precios mayoristas fue del 28,3%, aumentando en un 9,6% de diciembre de 2014 a septiembre de 2015. Algunos analistas del sector privado, basados en metodologías cuestionadas por el gobierno argentino por carecer de soporte técnico, creen que la inflación real fue significativamente mayor que la reflejada en los informes del INDEC.

Durante los primeros nueve meses de 2015 de acuerdo con estimaciones preliminares del INDEC, la balanza comercial de Argentina fue un superavit de aproximadamente US\$1.551 millones excedentes comparadas con las exportaciones totales de aproximadamente US\$47.263 millones durante los nueve primeros meses de 2015, lo que representa una disminución del 15,8% respecto a los nueve primeros meses de 2014, y las importaciones totales fueron de aproximadamente US\$45.711 durante los nueve primeros meses de 2015, lo que representa una disminución del 9,6% comparado con los nueve primeros meses de 2014.

El Gobierno Argentino ha impulsado recientemente una serie de medidas tendientes a sostener tanto la actividad como la producción de la industria petrolera.

Dentro de las medidas mencionadas se encuentran los Programas de Estímulo a la Producción de Crudo y a la Producción de Gas Natural, fijando este último un precio de 7,50 USD/MMBTU al nuevo gas que en el contexto de precios mundiales, parece resultar competitivo.

Precio Gas Natural por Región del Mundo a Sep 2014 (US\$/MBTU)

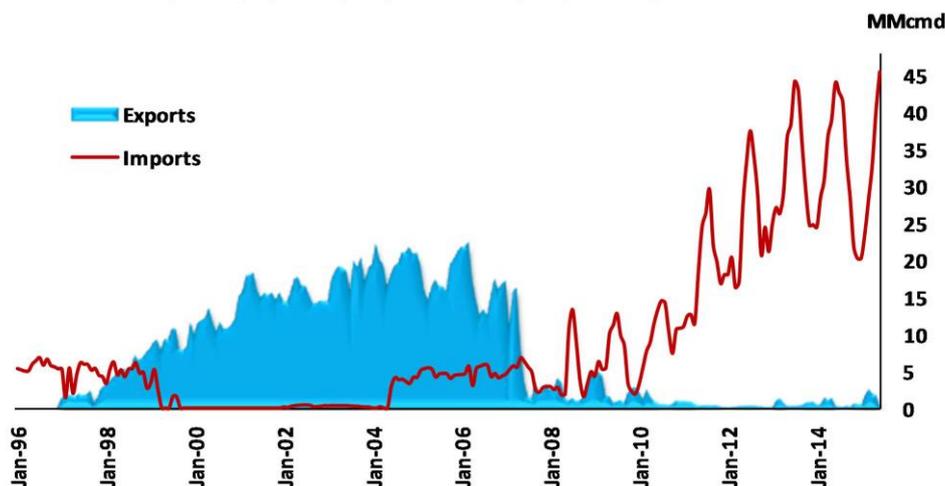


Fuente: Platts, NYMEX, Bloomberg, Alfa
2014 APLA 34ª Reunión Anual Latinoamericana de Petroquímica

El consumo de energía en Argentina ha aumentado significativamente desde 2003. El crecimiento continuo en la demanda ha conducido a la escasez de combustible y cortes de energía eléctrica, apresurando al gobierno argentino a adoptar medidas a fin de asegurar el suministro interno.

Como resultado de esta creciente demanda, la declinación de la producción de determinados productos y compañías en nuestra industria y de las medidas adoptadas por la autoridad regulatoria argentina para priorizar el suministro interno, los volúmenes de exportación de productos hidrocarbúricos, en particular del gas natural, han declinado sostenidamente durante este período. Al mismo tiempo, la Argentina ha aumentado las importaciones de gas natural.

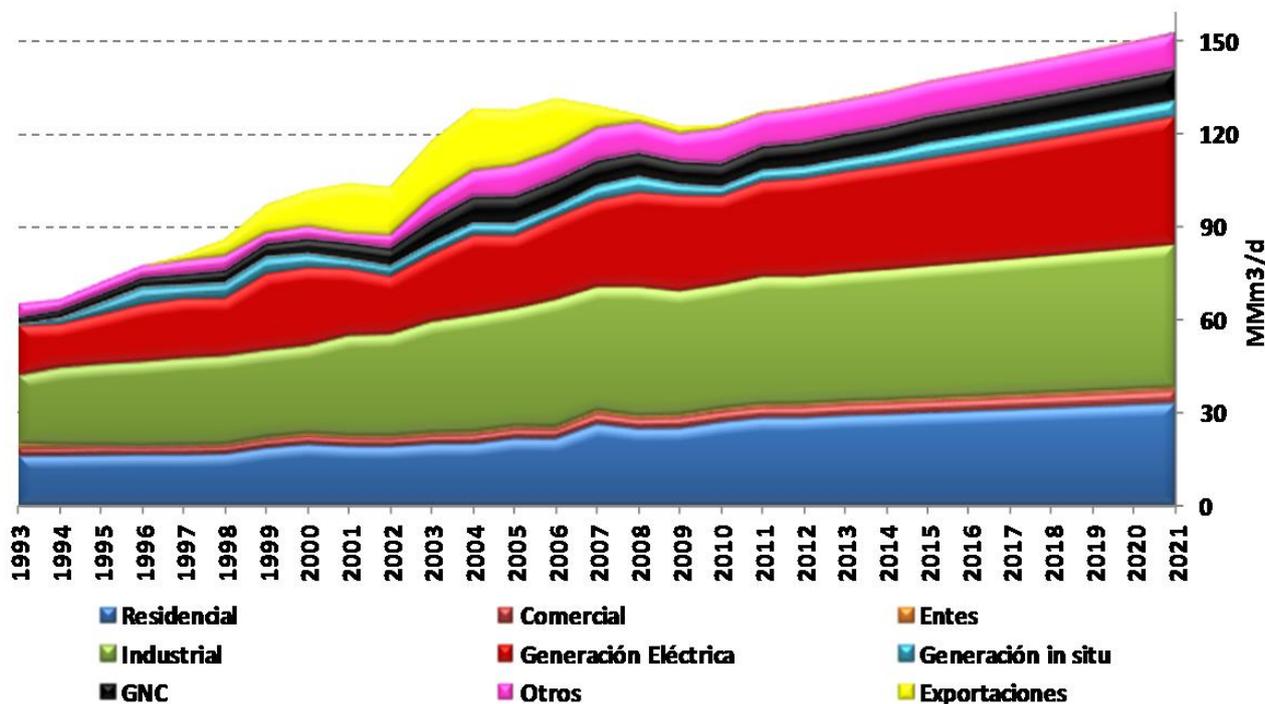
NATURAL GAS EXPORTS AND IMPORTS IN ARGENTINA



Fuente: Daniel G. Gerold JUN 2015 / G&G Energy Consultants

La demanda de gas está restringida y tiende a crecer especialmente en el invierno (estacionalidad del gas natural).

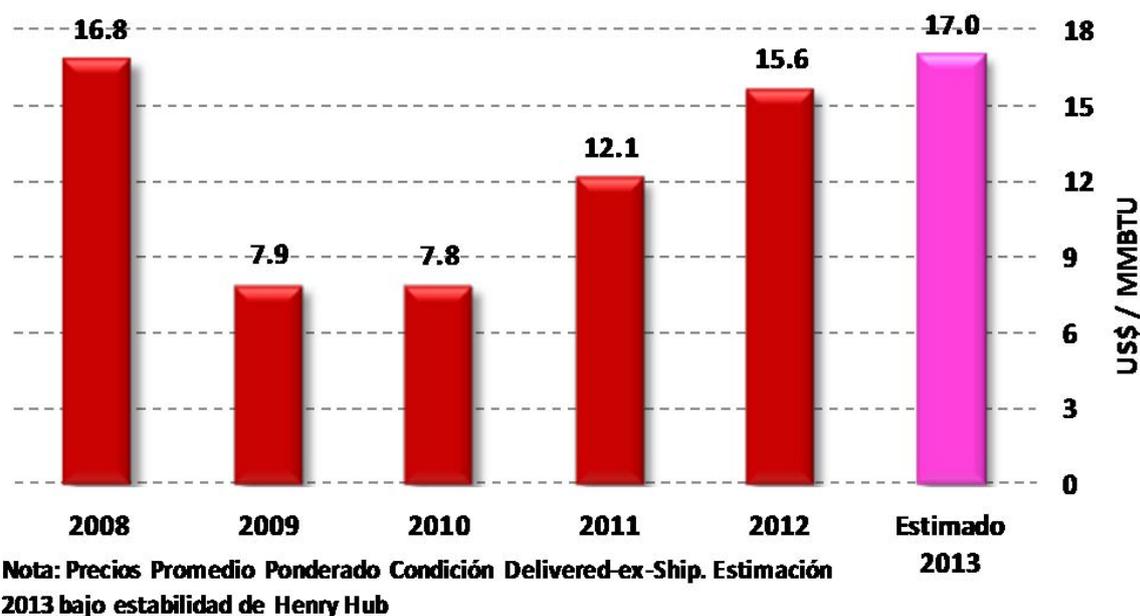
CONSUMO ESPERADO DE GAS NATURAL - PROMEDIO MENSUAL CON SIMILAR NIVEL DE CORTES ACTUAL



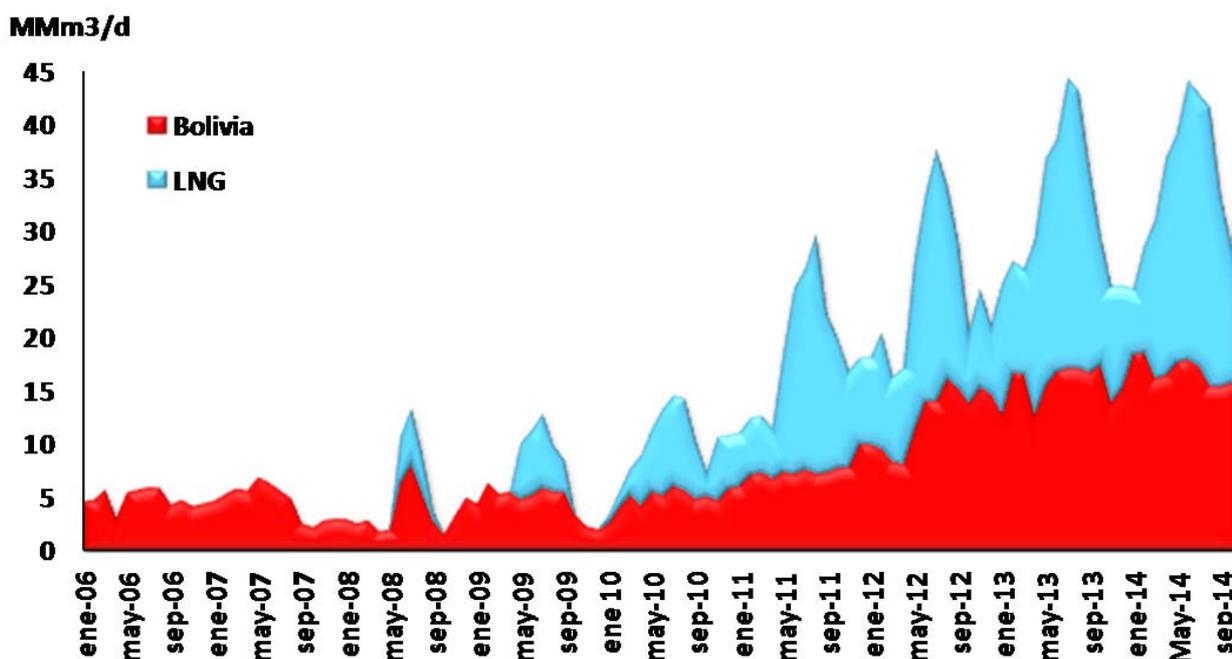
Fuente Daniel G. Gerold – 48 Coloquio IDEA - OCT 2012 / G&G Energy Consultants

La demanda de gas esta insatisfecha, principalmente durante el invierno.

PRECIOS DE LNG IMPORTADO EN ARGENTINA



IMPORTACIONES DE GAS NATURAL DE BOLIVIA Y LNG



Fuente Daniel G. Gerold – 48 Coloquio IDEA - OCT 2012 / G&G Energy Consultants

La productividad de petróleo y gas se condice con una explotación intensiva. Se requiere inversión continua, nuevas empresas y nuevas miradas técnicas. Se requieren políticas de largo plazo y mayores precios. Las elecciones presidenciales y legislativas de Argentina tuvieron lugar el 25 de octubre de 2015, y el 22 de noviembre de 2015 se celebró una segunda vuelta (ballotage) entre los dos principales candidatos presidenciales, dando lugar a la elección de Mauricio Macri como presidente de Argentina. El nuevo gobierno asumirá el cargo el 10 de diciembre de 2015. Es demasiado pronto para predecir el impacto que tales medidas tendrán en la economía argentina en su conjunto y en el sector energético en particular, incluyendo las revisiones y reformas a los mecanismos de fijación de precios para el petróleo y el gas, la eliminación de subsidios a la energía y otras políticas que afectan al sector de energía. La incertidumbre política en Argentina en relación con las medidas que deberá adoptar el nuevo gobierno con respecto a la

economía podría conducir a la volatilidad de los precios de mercado de valores de empresas argentinas, incluyendo en particular las empresas en el sector de energía.

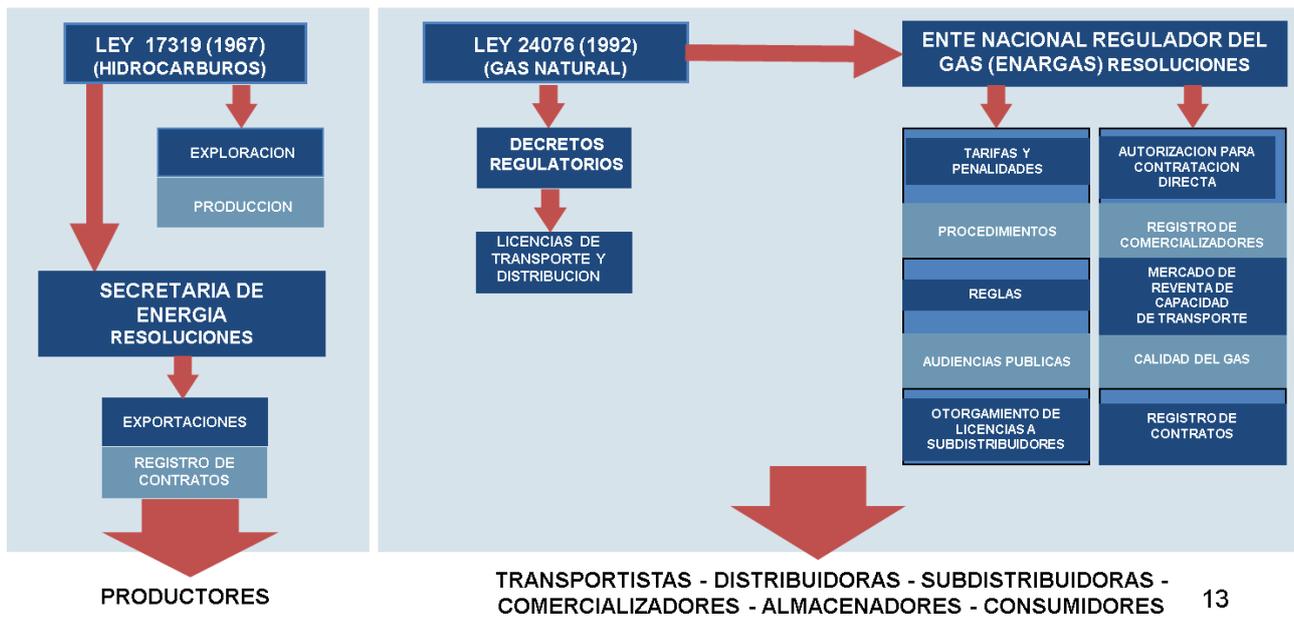
4. MARCO INSTITUCIONAL Y LEGAL

Marco Institucional y Legal

Leyes Nacionales

El sector del upstream (productores de gas y petróleo) se encuentra regulado por la Ley de Hidrocarburos N° 17.319, mientras que los sectores de transporte, distribución, comercialización, almacenamiento y consumidores por la Ley del Gas N° 24.076 que fija el marco regulatorio del gas natural y que reformó el mercado gasífero, declarando la actividad de transporte y distribución como servicio público.

A continuación encontrarán un breve cuadro explicativo:



La Ley del Gas 24.076 ha sufrido, desde la sanción de la Ley de Emergencia Económica 25.561 que congeló las tarifas y pesificó la economía diversas modificaciones que influyeron en las reglas de juego del sector a partir de una fuerte intervención por parte del Gobierno.

Las normas que incidieron directamente en la industria del gas natural fueron los Decretos 180 y 181 dictados en el año 2004 que fijaron los lineamientos principales para la normativa siguiente, pues:

- 1) Instruye a la Secretaría de Energía para negociar mecanismos de ajuste de precios con los productores
- 2) Establece la necesidad de creación de un fideicomiso para inversiones en distribución y transporte
- 3) Crea el MEGSA (Mercado Electrónico de Gas S.A.)
- 4) Otorga poderes especiales a la Secretaría de Energía para proteger el abastecimiento interno.
- 5) Fija los lineamientos para el unbundling y la segmentación del mercado.

El presente esquema muestra a modo de resumen la evolución de los aspectos regulatorios y de las principales normas que afectaron el mercado gasífero.

Año	Documento	Características
2002	Ley N° 25.561	Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario. (Pesificación).
2004	Decretos N° 180 & 181	Régimen de Inversiones en Infraestructura Básica - Creación del Mercado Electrónico de Gas (MEG).
2004	Resolución S.E. N° 208	Acuerdo de Implementación del Sistema de Precios de Gas - PIST.
2005	Resolución S.E. N° 752	Nuevos Usuarios Directos Mecanismo de Compra de Gas en PIST Exclusivo para GNC.
2005	Resolución S.E. N° 2020	Subdivisión en Grupos de la Categoría de Usuarios SGP.
2007	Resolución S.E. N° 599	Acuerdo con los Productores de Gas 2007-2011.
2008	Resolución S.E. N° 24	Programa de Incentivo a la Producción de Gas denominado "Gas Plus". Modificado con Resolución S.E. N° 1031/2008 y 695/2010.
2008	Resolución S.E. N° 1070	Régimen Regulatorio Comercialización de GLP.
2008	Resolución S.E. N° 1417	Acuerdo Complementario Resolución S.E. N° 599/07. Incremento de Precios R
2008	Decreto N° 2067	Cargos Específicos para Cubrir las Importaciones de Gas (LNG - Bolivia).
2009	Acuerdo Intersectorial	Readecuación Precios de Gas a Usinas y Residencial con efecto Precio PIST.
2012	Ley N° 26.741 / Decreto N° 1277	Expropiación de YPF; Soberanía Hidrocarburífera; creación de Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburífera (CPCE). Derogación de la libre determinación de los precios, de la libre disponibilidad de la producción y de las divisas generadas a partir de la comercialización de la producción. Auditoría de la estructura de costos, precios de insumos, de venta y ganancias.

Precios

Los Productores de Gas Natural se comprometieron a entregar a partir de la Resolución SE N° 599/2007 al mercado interno determinado volumen de Gas, discriminando cuenca y tipo de demanda (Demanda Prioritaria, GNC, Centrales Térmicas e Industrias), mientras que se estableció un sendero de precios para cada uno de éstos segmento y la Secretaría de Energía quedó facultada para exigir Inyecciones Adicionales Permanentes en caso de mayores consumos para el mercado interno.

La Secretaría de Energía mediante la Resolución N° 1.070/2008 emitida el 1 de Octubre de 2008, ratifica el acuerdo complementario suscripto entre los Productores de Gas Natural y la Secretaría de Energía el 19 de septiembre de 2008 (el "Acuerdo Complementario") cuyo objeto es (i) la reestructuración de precios de gas en boca de pozo y la segmentación de la demanda residencial de gas natural y (ii) establecer el aporte de los productores de gas natural al Fondo Fiduciario creado por la Ley 26.020. El Acuerdo Complementario también contiene ciertos requerimientos vinculados a la provisión de GLP al mercado doméstico.

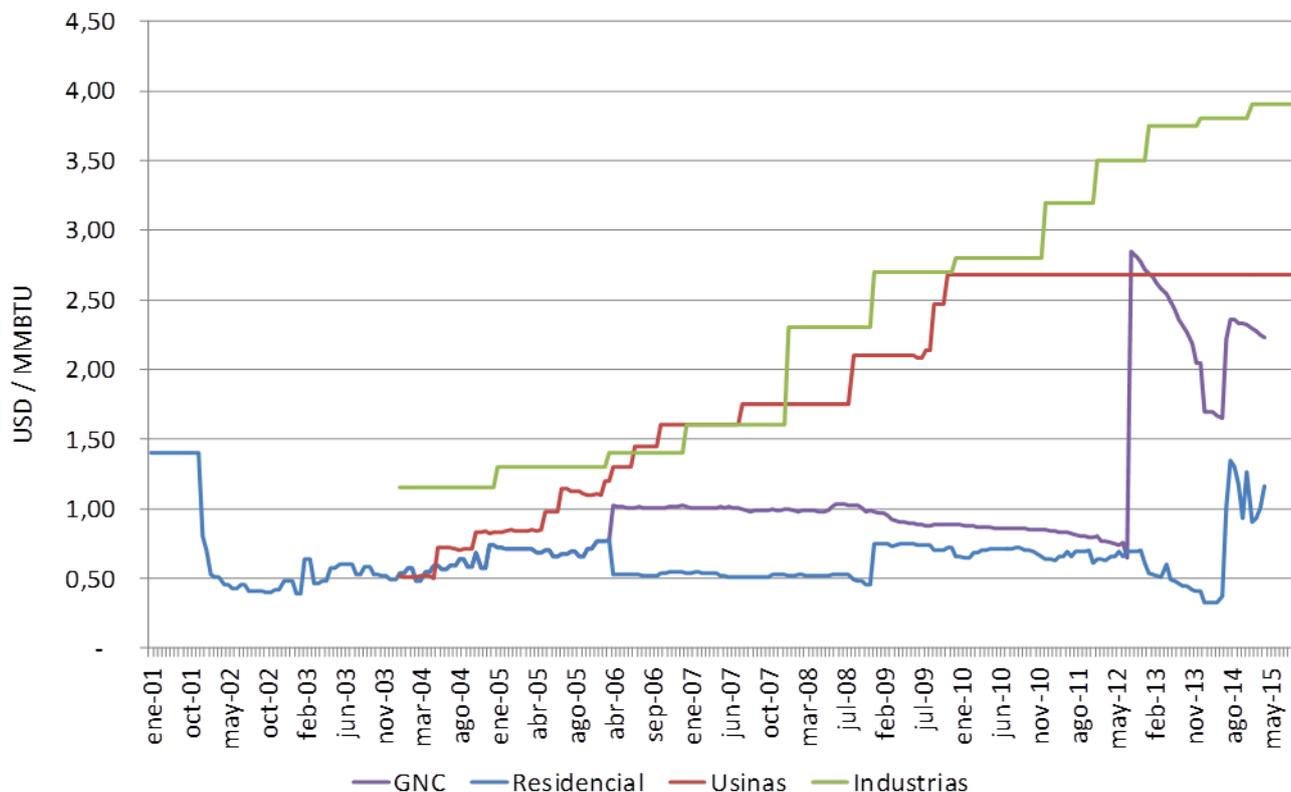
A través de la Resolución 1470/08, la Secretaría de Energía determinó los precios bases para el segmento residencial aplicable a los productores que firmen el Acuerdo Complementario. Con fecha 13 de Enero de 2010 se firmó una Adenda al Acuerdo Complementario con Productores de Gas Natural de fecha 19 de septiembre de 2008 estableciendo el aporte del sector de los Productores al Fondo Fiduciario creado por la ley 26.020. Por Resolución SE 73/2015 se produjo a partir del 1 de abril de 2015 la derogación del Contrato de Fideicomiso para consumos residenciales de Gas Licuado Petróleo donde los productores de gas hacían su aporte y aprobó el nuevo contrato de fideicomiso para la implementación del Programa Hogar creado por Decreto 470/2015 destinado a otorgar compensaciones directas a usuarios de GLP envasado de bajos recursos y a los productores de GLP. En dicho Programa se establece que los aportes al fideicomiso no lo harán los productores de gas sino el Estado Nacional.

La Resolución de la Secretaria de Energía N° 226/2014 fija los nuevos precios en boca de pozo por cuenca destinados para las ventas de gas al segmento Residencial y Comercial del servicio completo y GNC que en un bimestre/mes: (i) registre un ahorro superior al 20% con respecto al mismo bimestre/mes del año anterior; y (ii) registre un ahorro de entre el 5% y el 20% con respecto al mismo bimestre/mes del año anterior. Se fijan asimismo los nuevos precios por cuenca para los usuarios del servicio completo del área geográfica de Camuzzi Gas del Sur, en atención a las implicancias climáticas que se suscitan en la zona geográfica sur de nuestro país.

Mediante la Res Resolución 231/2014 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas se determina que el precio del GNC en estaciones de servicio, se

modificará en el mismo porcentaje en que se haya modificado el precio promedio ponderado, sin impuestos, país en planta de la nafta súper de más de NOVENTA Y TRES (93) RON, o del producto que la sustituya en el futuro del último mes publicado por la SECRETARIA DE ENERGIA,

A continuación se grafica la situación relativa a Precios.



Cortes y Redireccionamientos

A través de la Resolución N° 265/2004 de la Secretaría de Energía, el Gobierno Argentino dispuso la creación de un programa de cortes útiles sobre las exportaciones de gas natural y su transporte asociado.

Dicho programa fue implementado, inicialmente, mediante la Disposición N° 27/2004 de la Subsecretaría de Combustibles, subsecuentemente reemplazado por el Programa de Racionalización de las Exportaciones de Gas y del Uso de la Capacidad de Transporte aprobado mediante Resolución N° 659/2004 de la Secretaría de Energía. Adicionalmente, la Resolución SE N° 752/2005 dispuso que los usuarios industriales y generadores térmicos (quienes a partir de tal resolución deben adquirir el gas natural directamente de los productores) podrán también recibir gas natural producto de cortes de exportaciones, a través del mecanismo de Inyección Adicional Permanente creado por dicha Resolución.

Mediante el Programa y/o la Inyección Adicional Permanente, el Gobierno Argentino, requiere a los productores exportadores de gas natural la entrega de volúmenes adicionales de dicho producto al mercado interno para satisfacer la demanda de ciertos consumidores del mercado argentino. Dichos volúmenes adicionales, no se encuentran contratados y fuerzan a los productores a afectar las exportaciones de gas natural, cuya ejecución se ha visto condicionada.

Los mecanismos establecidos por las Resoluciones N° 659/2004 y 752/2005 han sido adaptados por la Resolución SE N° 599/2007 modificando las condiciones de imposición de los requerimientos, según sean impuestas a productores firmantes o no firmantes de la propuesta de acuerdo entre la Secretaría de Energía y Productores homologada mediante dicha resolución.

Respecto de los derechos de exportación, estas fueron una herramienta utilizada para reestringir aun mas las exportaciones. Los mismo, fueron establecidos en el año 2004 por el Decreto No 645 que los fijó en un 20% del precio de exportación medido en frontera, tomando en cuenta para ello el precio del contrato.

En el año 2006 la resolución 534 del Ministerio de Economía y Producción, elevó la alícuota de retención al 45% y determinó que ésta debía calcularse sobre el precio del gas importado de Bolivia, acordado entre YPFB y ENARSA.

Finalmente por medio de Res. del Ministerio de Economía y Producción 127/2008 se incrementó nuevamente la alícuota, esta vez llevándola al 100 % fijando como base de cálculo el “precio más alto establecido para ésta mercadería, en los contratos de importación de Gas Natural, a la República Argentina aplicables en cada momento” (es decir el precio de importación de GNL). La consecuencia de las medidas precitadas fue un saldo casi nulo de exportaciones de gas.

Asimismo, mediante la Resolución N° 1410/2010 del Ente Nacional Regulador del Gas se aprobó un “Procedimiento para Solicitudes, Confirmaciones y Control de Gas” que implementa nuevas pautas a seguir para el despacho de gas natural aplicable a todos los sujetos de la industria del gas, imponiéndose de esta forma nuevas y más severas restricciones con relación de la disponibilidad del gas por parte de los productores. Adicionalmente, el Gobierno Argentino, por intermedio de instrucciones impartidas utilizando diferentes vías, ha ordenado limitaciones a las exportaciones de gas natural. Con fecha 5 de enero de 2012 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE N° 172 mediante la cual se extienden temporalmente las reglas de asignación y demás criterios fijados por la Resolución 599/07, todo ello hasta que se produzca el dictado de las medidas que la reemplacen y según menciona la Resolución previamente indicada.

Como consecuencia de la mencionada medida, en reiteradas ocasiones, desde el año 2004 los productores se gas se vieron forzados a suspender, parcial o totalmente, sus entregas de gas natural a clientes de exportación, con los cuales tiene asumidos compromisos firmes para la entrega de volúmenes de gas natural.

Programas de Incentivos. Subsidios

El primer programa de incentivo ha sido denominado Gas Plus creado por Resolución 24/2008 de la Secretaría de Energía tiene como objetivo el incentivo a la producción de gas natural. La condición distintiva con el resto del gas libre, es que su precio de comercialización no está sujeto a las condiciones previstas en el Acuerdo con Productores de Gas Natural 2007-2011. El productor podrá ser o no firmante del Acuerdo si acredita en el trámite de la petición que ha tenido, durante 12 meses anteriores a la presentación de la solicitud, niveles de entrega superiores al 95% de su producción neta, que no sea proveniente de proyectos calificados como Gas Plus. Adicionalmente, cuando un productor no cumpla con la totalidad de los compromisos de entrega asumidos en el Acuerdo sólo el 85% del gas producido será considerado como Gas Plus. En caso de tratarse de gas caracterizado como "Tight Gas", deberá suministrarse un detalle del programa de los trabajos y el proyecto de inversión previsto para el desarrollo de los reservorios abarcando un período de tres años. Al presentarse la solicitud de caracterización del gas deberá presentarse una estimación de reservas que se estarán afectando al programa Gas Plus.

El gas natural que sea comercializado bajo la modalidad Gas Plus sólo podrá tener como destino el Mercado Interno. La Secretaría de Energía aprobará aquellos proyectos de desarrollo de GAS PLUS ad referendum del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios. El precio de venta depende de cada proyecto, y surge del cashflow presentado por el productor que cuente con un proyecto Gas Plus aprobado desde el punto de vista técnico, de forma tal que resulte una TIR de alrededor del 15%, y se considerará un precio máximo para todo el período de explotación del proyecto.

El programa Gas Plus no ha tenido el éxito pretendido por las Autoridades energéticas, pues desde su lanzamiento se produce por estos programas menos de un 10% de la producción total a nivel país.

Programas de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural

En el año 2012 se sancionó la Ley 26.741 de Soberanía Hidrocarburífera. Se publicó además el Decreto N° 1.277/2012 reglamentario de la Ley N° 26.741, constituyendo las disposiciones allí establecidas el “Reglamento del Régimen de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina”. Entre otros, el decreto

mencionado establece: la creación de un Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; la creación de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas que elabora anualmente, en el marco de la Política Hidrocarburífera Nacional, el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas en el cual deberán inscribirse los sujetos que realicen actividades de exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos y combustibles; y la obligación de los sujetos inscriptos de presentar antes del 30 de septiembre de cada año su Plan Anual de Inversiones, incluyendo un detalle de sus metas cuantitativas en materia de exploración, explotación, refinación y/o comercialización y transporte de hidrocarburos y combustibles, según corresponda.

En diciembre de 2012, ciertas compañías productoras de gas de la Argentina acordaron con la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones de Hidrocarburos establecer un plan de incentivos para la Inyección Excedente (todo gas inyectado por encima de un nivel base) de gas natural. El 14 de febrero 2013 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución 1/2013 de la Comisión. Dicha resolución crea formalmente el "Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural". Bajo esta regulación, las empresas productoras de gas fueron invitadas a presentar proyectos para incrementar la inyección total de gas natural ("los proyectos") con la Comisión, a fin de recibir un precio de 7,5 US\$/MBTU correspondiente a la inyección excedente. Los proyectos deberán cumplir con los requisitos mínimos establecidos en la Resolución 1/2013, y estará sujeto a la aprobación por parte de la Comisión. Los proyectos tienen un plazo máximo de cinco (5) años, prorrogables a petición del beneficiario, y sujetos a la decisión de la Comisión. Si la empresa beneficiaria, para determinado mes, no llega al aumento de la producción comprometida de su proyecto y que fuera aprobado por la Comisión, tendrán que compensar su imposibilidad de alcanzar los valores mínimos de Inyección Total comprometidos en su Proyecto. Similar programa prevé la Resolución N° 60/2013, reglamentada por la Resolución N° 83/2013, para aquellas empresas que no cumplieran los requisitos de la Resolución N° 1/2013 y para las que no hubieran alcanzado a inscribirse bajo esta Resolución. El precio a remunerar bajo el programa instaurado en la Resolución N° 60/2013 varía entre 4 US\$/MBtu y 7,5 US\$/MBtu, según la curva de mayor producción alcanzada por la empresa beneficiaria del programa. El día 15 de julio de 2015 salió publicada en el Boletín Oficial la Resolución N° 123/2015, mediante la cual se aprueba el Reglamento que regula las adquisiciones, ventas y cesiones de áreas, derechos y participación en el marco de los mencionados Programas. El 29/09/2015 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N° 185/2015 que reglamenta un programa de estímulo a la inyección de gas natural a favor de aquellas empresas productoras que no posean registro de inyección de gas natural previo. Las empresas beneficiarias recibirán una compensación resultante de la diferencia entre 7,50 USD/MMBtu y el precio recibido por la venta del gas natural en el mercado. El gas natural que recibirá esta compensación será sólo aquél que provenga de áreas cuyos derechos sobre la producción hubiesen sido adquiridos a empresas inscriptas en alguno de los dos programas previos y siempre que durante el período en que la empresa cedente hubiese calculado su "inyección base" de acuerdo a su programa, la inyección del área de la empresa cesionaria (ahora beneficiaria) hubiese sido nula.

A continuación se esquematizan los Planes Gas:

Plan Gas I

"Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural"

Vigencia hasta 2017

Volumen punto de partida: Inyección real

Volumen base: Real con un Gap menos 10% ~ 15%

Declino Volumen Base : ~ 7,5%

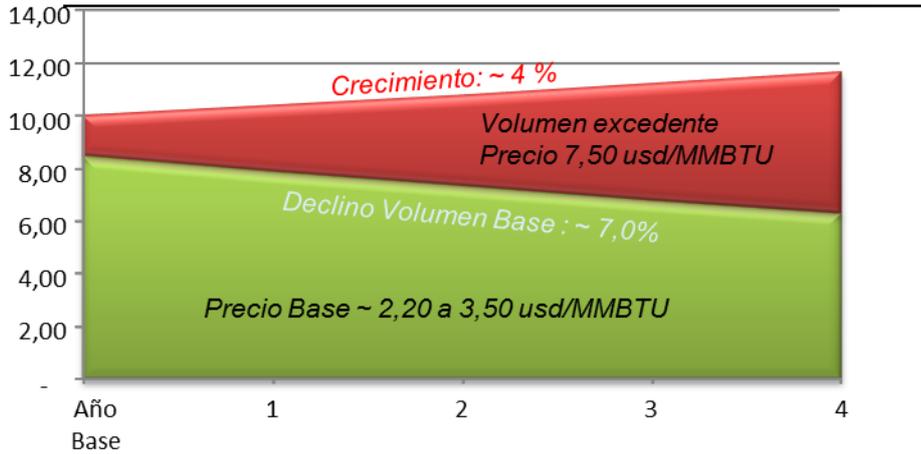
Compromiso de crecimiento ~ 4% anual

DOP GNL (diferencia de precio)

Precio curva base: Real obtenido del mercado año anterior (USD/Mbtu) 2,20 ~ 3,50 USD/MMBTU

Precio volumen excedente: 7,5 USD/MBtu

Plan Gas I



Plan Gas II

“Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida”

Vigencia hasta 2017

Para Productores con Inyección menor a 3,5 Mm³/d

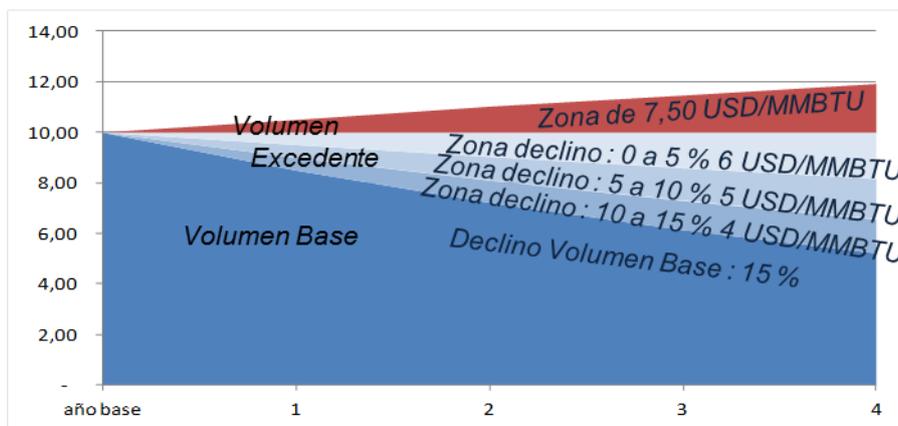
Volumen Base: Inyección real últimos 6 meses

3 Curvas de declino con diferente precio

Menor compromiso DOP

Precio curva base: Real obtenido del Mercado últimos 6 meses (USD/Mbtu)

Plan Gas II



Plan Gas III

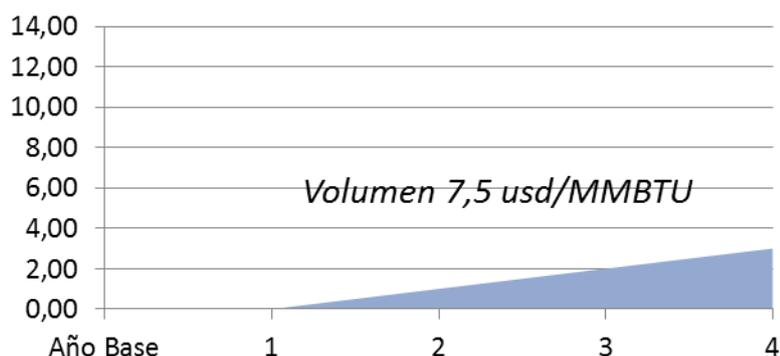
“Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas Sin Inyección”

Destinado a incentivar la inyección de gas natural al mercado interno de empresas sin registros en esta actividad y cuyos proyectos de inscripción hubieren sido aprobados por la Comisión, e incluidos en dicho Programa.

La Inyección Total será aquella que provenga de áreas cuyos derechos sobre la producción de las mismas hubiesen sido adquiridos a empresas inscritas en los Programas Plan Gas I y Plan Gas II, pero que durante el período en que hayan calculado su Inyección Base la Inyección Total proveniente del área en cuestión haya sido nula.

Vigencia desde que éstas comiencen a registrar inyección de gas natural de producción propia en el mercado interno hasta 31/12/2018

Precio del estímulo: 7,5 USD/MMBTU



Modificación a la Ley de Hidrocarburos

Con fecha 31 de octubre de 2014 se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina, el texto de la Ley N° 27.007, que modifica la ley de hidrocarburos No. 17.319. Los aspectos más relevantes de la nueva ley son los siguientes:

Respecto de los permisos de exploración distingue entre aquellos que tengan objetivo convencional y no convencional y las exploraciones en la plataforma continental y el mar territorial, estableciendo los plazos para cada uno de los tipos.

Respecto de las concesiones, se prevén tres tipos de concesiones, de explotación convencional, de explotación no convencional, y de explotación en la plataforma continental y mar territorial, estableciendo los plazos para cada uno de los tipos.

Se adecuaron los plazos de las concesiones de transporte de hidrocarburos a los plazos para las concesiones de explotación.

En materia de regalías, se establece un máximo de un 12% pudiendo llegar a un 18% en el caso de prórrogas otorgadas, en los cuales la ley también establece el pago de un bono de prórroga cuyo monto máximo será igual a la resultante de multiplicar las reservas comprobadas remanentes al final del período de vigencia de la concesión por el 2% del precio promedio de cuenca aplicable a los respectivos hidrocarburos durante los 2 años anteriores al momento del otorgamiento de la prórroga. S

Se establece la extensión al régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos (Decreto 929/2013) para los proyectos que representen una inversión directa en moneda extranjera no menor a 250 millones de dólares, ampliando los beneficios para otro tipo de proyectos.

Se establece la reversión y transferencia de los permisos y concesiones de explotación de hidrocarburos de las áreas costas afuera nacionales respecto de las cuales no existan contratos de asociación suscriptos con ENARSA a la Secretaría de Energía de la Nación.

Conclusiones y Perspectivas

Los principios tarifarios establecidos en el Marco Regulatorio no son totalmente aplicados.

Se requiere una profunda revisión de los mecanismos de formación de precios de la energía y su traslado a tarifas. La brecha existente entre costos de abastecimiento y su traslado a tarifas a usuarios finales es grande.

La política tarifaria de los servicios públicos de gas natural más el remedio de los graves desequilibrios generados por políticas inadecuadas, están en el centro de las preocupaciones para encontrar soluciones a la crisis energética estructural que afecta a nuestro país.

Sus implicancias ya se proyectan sobre la evolución general de la economía. Este es el desafío de la nueva política energética que la Argentina debe elaborar. La solución que se adopte corresponderá al fruto de un amplio consenso entre los sectores de la economía, los consumidores particulares y el Gobierno, debiendo formar parte de una nueva legislación integradora y superadora que debiera ser aprobada en el Congreso.

5. INVERSIONES

OBRAS EN YACIMIENTO

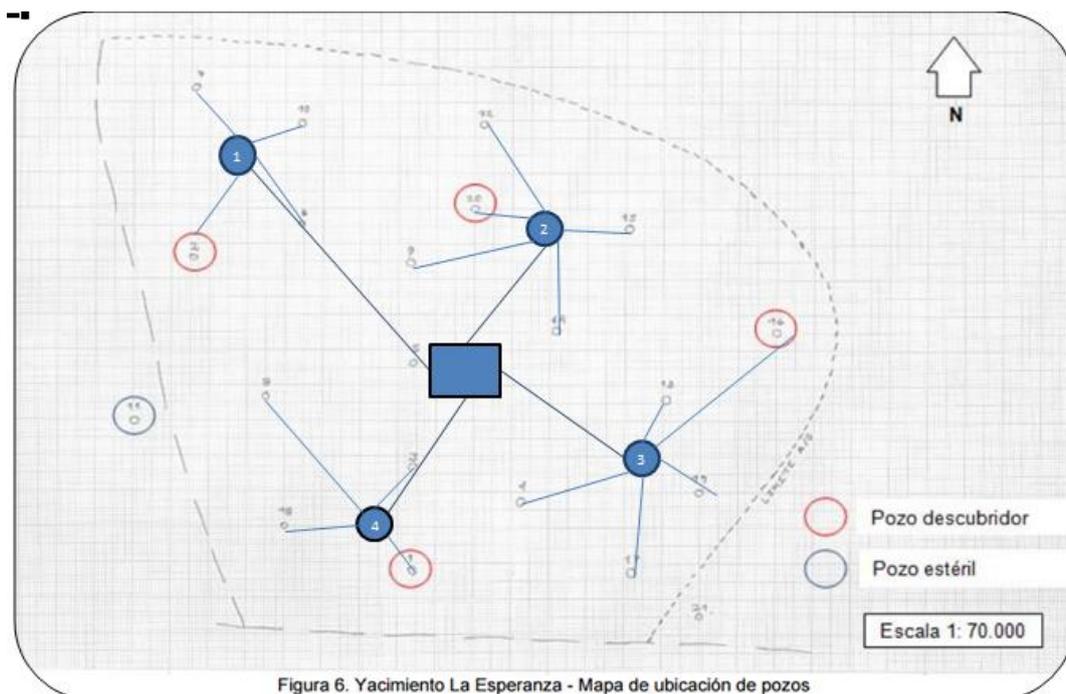
Perforación de pozos

En pos de obtener la producción deseada para poder abastecer la demanda, se perforan un total de 92 pozos, de los cuales resultan 9 pozos estériles y 83 serán productivos. A los mismos se adicionan los 4 pozos exploratorios existentes en el Yacimiento, para tener un total de 87 pozos productivos.

El plan de perforación abarca un periodo de 18 años, desde el año 2018 hasta el año 2035.

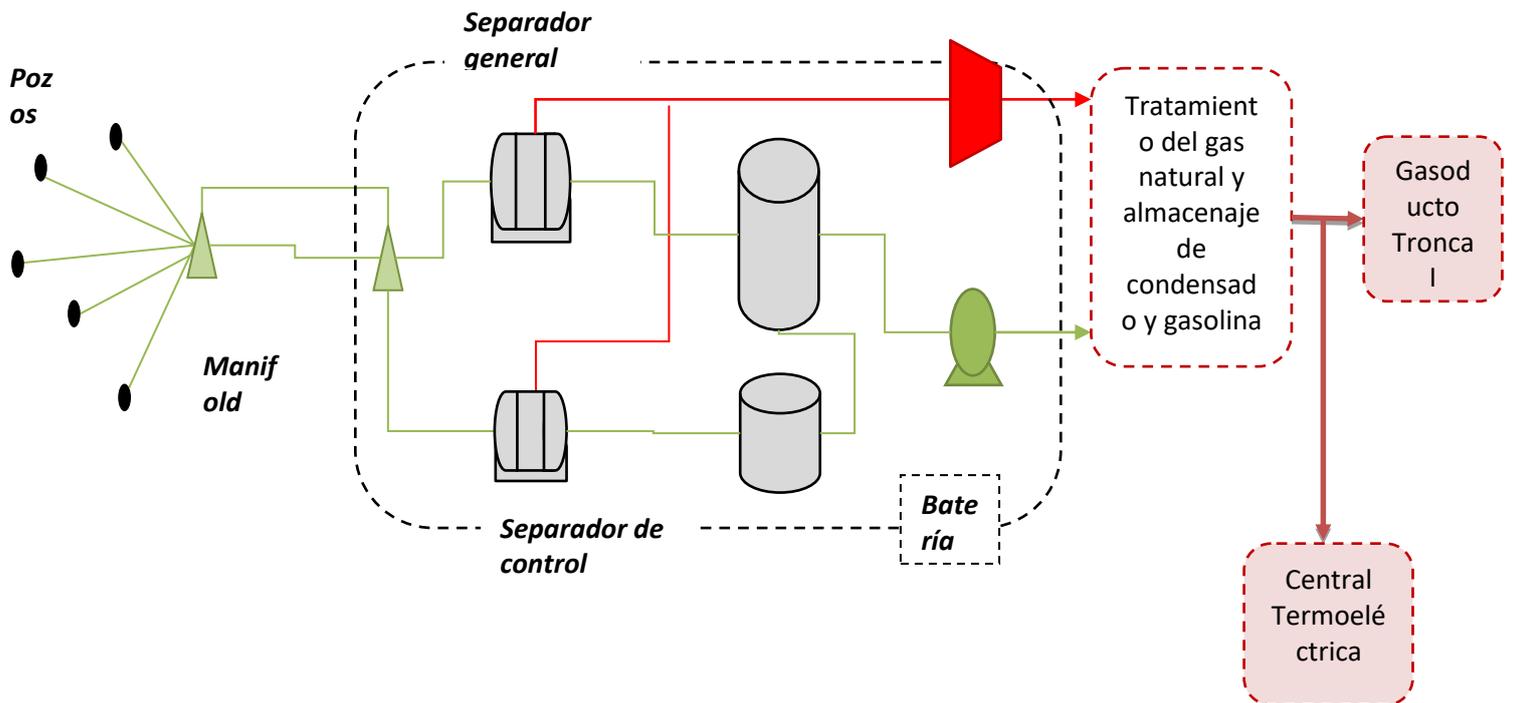
Año	Pozos en Producción	Producción	Producción esperada	Gap	Pozos Perforados	Pozos Papa	Pozos Activos
0	0	0	0	0	4		0
1	7	2.056	2.000	56	3		7
2	8	2.164	2.000	164	1	2	8
3	9	2.211	2.000	211	1		9
4	16	3.558	3.500	58	7		16
5	19	3.537	3.500	37	3		19
6	23	3.518	3.500	18	4		23
7	29	3.530	3.500	30	6	2	29
8	37	3.392	3.500	-108	8		37
9	39	3.508	3.500	8	2	2	39
10	47	3.081	3.500	-419	8		47
11	55	3.497	3.500	-3	8		55
12	63	2.809	3.500	-691	8		63
13	64	2.537	2.500	37	1	3	64
14	72	2.060	2.500	-440	8	0	72
15	80	1.653	2.500	-847	8	0	80
16	88	1.316	2.000	-684	8	0	88
17	96	1.039	2.000	-961	8	0	96
18	96	0	2.000	-2.000	0	0	96
Total	96	45.465	51.000	-5.535	96	9	

Layout del yacimiento



Se disponen las baterías según el baricentro de producción de cada área.

Esquema General del Proyecto



En los puntos subsiguientes se detallará la Opción elegida para este desarrollo puntual.

Captación y recolección

A partir de las características del yacimiento y la ubicación de los pozos se elige la siguiente disposición de las Facilities, las cuales se pueden visualizar en el Layout del Yacimiento.

Se efectuará una captación y recolección hasta cada batería, en este caso son 4. Cada una de las mismas tendrá sus unidades de separación (Separador de Control y Generación) y su correspondiente Manifold. Estas Cañerías de Captación tienen un diámetro de 6".

Se colocará la Planta de Tratamiento y sus correspondiente facilities en el baricentro de producción estando conectadas las Baterías a la misma mediante Cañerías de 12".

Compresión en Boca de Pozo

Para la Compresión en el Yacimiento, resulta necesaria la instalación de un total 10.500 HP, los cuales se instalarán en 4 etapas. Para esto se utilizarán 21 Motocompresores.

Compresión, Acondicionamiento y Tratamiento

Se ha optado por la siguiente alternativa de Acondicionamiento y Tratamiento del Gas:

- Planta de Endulzamiento: En pos de eliminar el Dióxido de Carbono y el Ácido Sulfhídrico, y tener el gas dentro de la especificación requerida.
- Planta de Recuperación de GLP: La misma se utilizará para la recuperación de Propano y Butano, además de Gasolinas.

OBRAS DE TRANSPORTE

Gasoducto y Compresión

Se realiza un Gasoducto en dos tramos:

- Hasta la Derivación de entrega a la Central Termoeléctrica (en esta opción se le vende), un Gasoducto de 12".
- Desde la Derivación hasta el Troncal se realizará un Gasoducto de 14".

La Potencia Instalada será de 5.000 HP.

6. COSTOS E IMPUESTOS

Costos e Impuestos

Costos Operativos

A continuación se explica brevemente los costos considerados con sus impactos:

- OPEX
 - Yacimiento:
 - Captación: es el costo operativo de la red de captación de gas en el yacimiento. Se estima un costo promedio de 3.5 u\$/bbl. Este costo representa el 79% de los OPEX del yacimiento.
 - Acondicionamiento: 2,7 u\$/1000 m³ de gas acondicionado. Representa el costo de acondicionar el gas y de obtención de gasolina como consecuencia. Es el segundo costo en importancia, representado el 10% del total de costos operativos del yacimiento.
 - Compresión: este costo se mide de acuerdo a la capacidad de compresión instalada por año, siendo el valor asumido de 140 u\$/HP.
 - Transporte
 - Gasoducto: es el costo de mantenimiento de la red de gasoductos que unen el yacimiento con el gasoducto y la Central Térmica. El costo anual estimado es de 21500 u\$/km. Este costo representa el 90% de los costos operativos de transporte.
 - Compresión: costo medido de acuerdo a la capacidad de compresión instalada por año en gasoductos, siendo el valor asumido de 75 u\$/HP. Debido a la baja necesidad de compresión, este costo solo representa el 2% de los costos operativos de transporte.
 - Overhead: representa los costos de personal, administración y de casa matriz, estimándose como el 10% de los costos de operación y mantenimiento (Yacimiento y Gasoducto).
 - Imprevistos: debido a que los valores son estimados, y de manera tal de minimizar la diferencia con los costos reales, se considera un 10% de contingencia en todos los casos.

Costo por Barril Equivalente

El costo por barril equivalente promedio es de 5.89 u\$/BOE, observándose una leve tendencia creciente hacia el fin del proyecto debido a la disminución de la producción.

Impuestos considerados

Los impuestos y cargas fiscales, junto a su tratamiento, fueron los siguientes:

- IVA: 21% (se considera el efecto financiero)
- Impuesto a las Ganancias: 35% (gasto)
- IIBB (Conv. Multilateral): 3,5% (gasto)
- ITF: 1,2% (gasto)
- Canon explotación (Superficiales): \$ 4.500/km²/año (gasto)
- Regalías NQN: 12% + 3% -resolución 188/93- (gasto) considerando los descuentos detallados en la Res. SE N° 73/94
- Otros impuestos (provisión): 1% (gasto)

7. ASPECTOS COMERCIALES Y CONTRACTUALES

Aspectos Comerciales y Contractuales

Demanda y Factores de carga

El plan de perforación de pozos se realizó teniendo en cuenta la demanda de los segmentos de mercado a abastecer, y particularmente el pico de demanda estacional relacionado directamente con el pico de consumo residencial. El mismo se estimó en forma mensual para los 18 años de explotación del yacimiento, teniendo en cuenta que el pico se ubica en un mínimo de 1 Mm³/d de 9300 kcal/m³ como cantidad diaria contractual, utilizando los factores de carga que se enumeran a continuación:

Distribuidoras: Junio, Julio y Agosto 100%, Mayo y Septiembre 65%, Abril y Octubre 45%, resto 30%.

GNC: 80% durante Junio a Septiembre y 90 % el resto del año.

Generación Eléctrica: 85%.

La demanda industrial configura todo el gas remanente luego de abastecer los tres segmentos anteriores con los siguientes supuestos:

- Oferta de gas con un mínimo que permita firmar contratos anuales de abastecimiento garantizado al precio full de mercado considerado en los supuestos de precios (incluye subsidio correspondiente al programa Gas II).
- Oferta de gas estacional.
- Oferta de gas spot por el remanente.

Y teniendo en cuenta el siguiente factor de carga

- Usuarios Industriales. 95%, con parada por mantenimiento de 15 días promedio año.

Plazos de los contratos.

Los plazos establecidos se detallan a continuación:

- Con las Distribuidoras es de 3 años renovables, por períodos de no menos de 2 años; se contempló un crecimiento vegetativo de la demanda residencial en cada renovación y el mínimo establecido de no menos de 1,0 M m³/d.
- Con el GNC es de un año con renovación anuales por subasta en el MEG.
- Con los Generadores de acuerdo a las 2 opciones determinadas en el enunciado: a) Central Termoeléctrica existente en yacimiento: 10 años renovables en períodos de no menos de 3 años o bien, b) Con otras Centrales Termoeléctricas: 5 años, renovables en períodos de no menos de 1 año; debiendo mantener el volumen original en cada renovación.
- Con los Usuarios Industriales es de 3 años, renovables en períodos de no menos de 1 año, pudiendo variar las cantidades en la renovación.

Precios de venta de Gas Natural

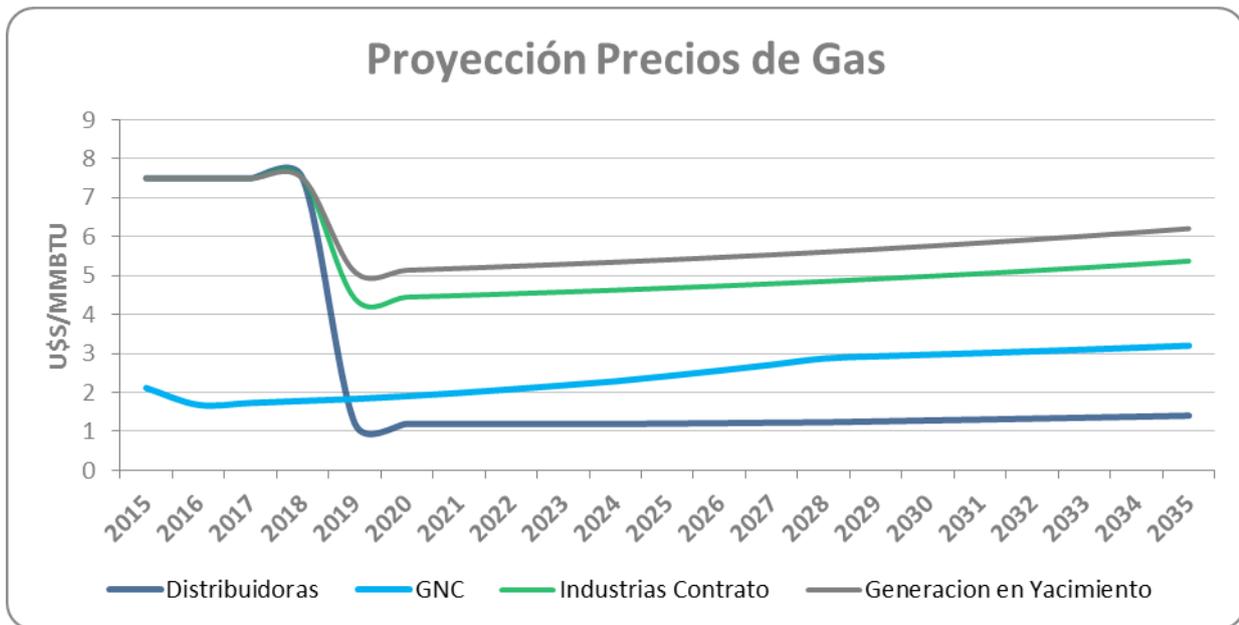
Se partió de la premisa de que para todos los segmentos el precio del gas nunca podría ser mayor a 7,5 u\$s/MBTU. Las pautas fueron las siguientes:

- Para Distribuidoras (R + P1 + P2) el precio será de 600 \$/1000 m³ a Enero de 2015 y tendrá un crecimiento del 10% anual hasta alcanzar el precio de generación eléctrica y luego seguirá el crecimiento del mismo.

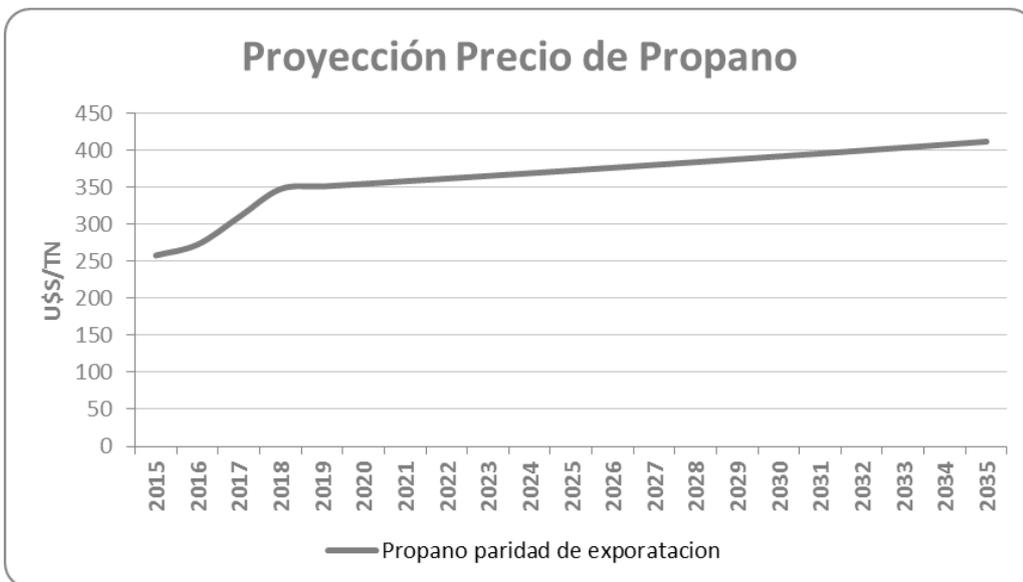
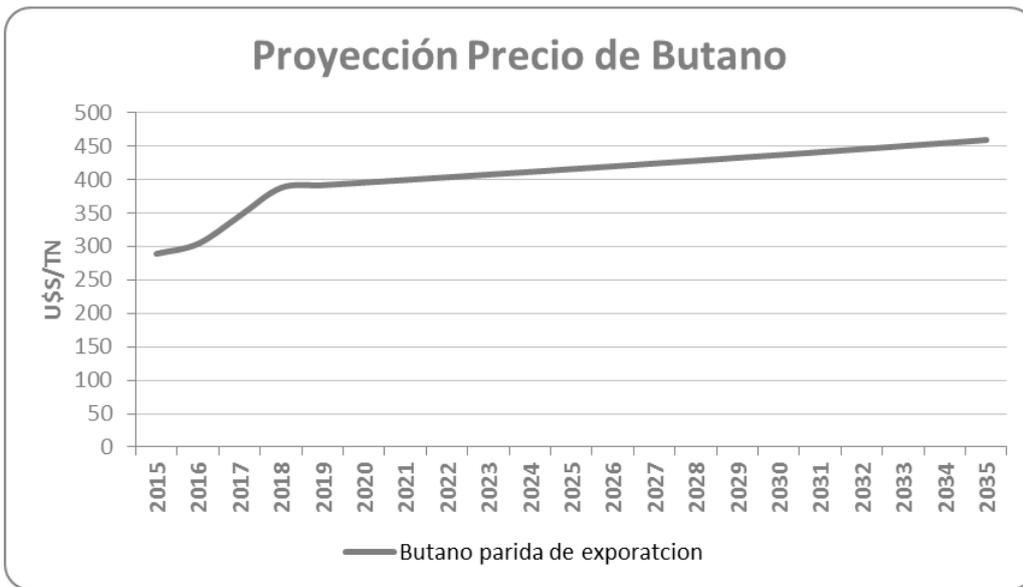
- Para el GNC el precio será de 750 \$/1000 m³ a Enero de 2015 y tendrá un crecimiento del 15% anual hasta alcanzar el precio de centrales eléctricas y luego seguirá al mismo.
- Para la Generación Eléctrica (in situ) el precio será de 5,20 u\$s/MBTU a Enero de 2015, en el marco de las Resoluciones de Gas Plus y Energía Total; luego a partir del 3er año se actualizará anualmente por PPI (Valor del índice “Producers Price Index” - Industrial commodities - unadjusted index).
- Para otras Generación Eléctrica el precio será de 2,68 u\$s/MBTU a Enero de 2015 y se actualizará anualmente por PPI (Valor del índice “Producers Price Index” –Industrial commodities - unadjusted index).
- Para Usuarios Industriales el precio será de 4,5 u\$s/MBTU a Enero de y se actualizará anualmente por PPI (Valor del índice “Producers Price Index” - Industrial commodities - unadjusted index).
- Para todos los segmentos, el precio del gas nunca puede ser mayor a 7,5 u\$s/MBTU.

Evolución de Precios del Gas

La fuerte caída que se muestra en el año 2019 corresponde a la finalización del subsidio recibido por la participación en Plan Gas II, asumimos que el mismo se renueva por 1 año (2018), previa revisión del organismo estatal correspondiente.



Evolución de Precios del GLP



8. ANÁLISIS FINANCIERO Y ECONÓMICO DE LA INVERSIÓN

Análisis Financiero & Económico de la Inversión

Flujo de Caja - Financiamiento & Capital

Se puede apreciar en el Gráfico 1 la evolución del flujo de caja de la empresa (FCFF – Free Cash Flow to the Firm), con una inversión inicial de alrededor de 200 millones de u\$s. El flujo es positivo debido a los altos ingresos desde el primer año. Se buscó mantener un perfil de flujo constante, en base al esquema de producción planteado, lo que permite distribuir los CAPEX (Capital Expenditures) a lo largo del tiempo y por ende disminuir su influencia. El perfil de cash flow observado denota un manejo financiero adecuado.

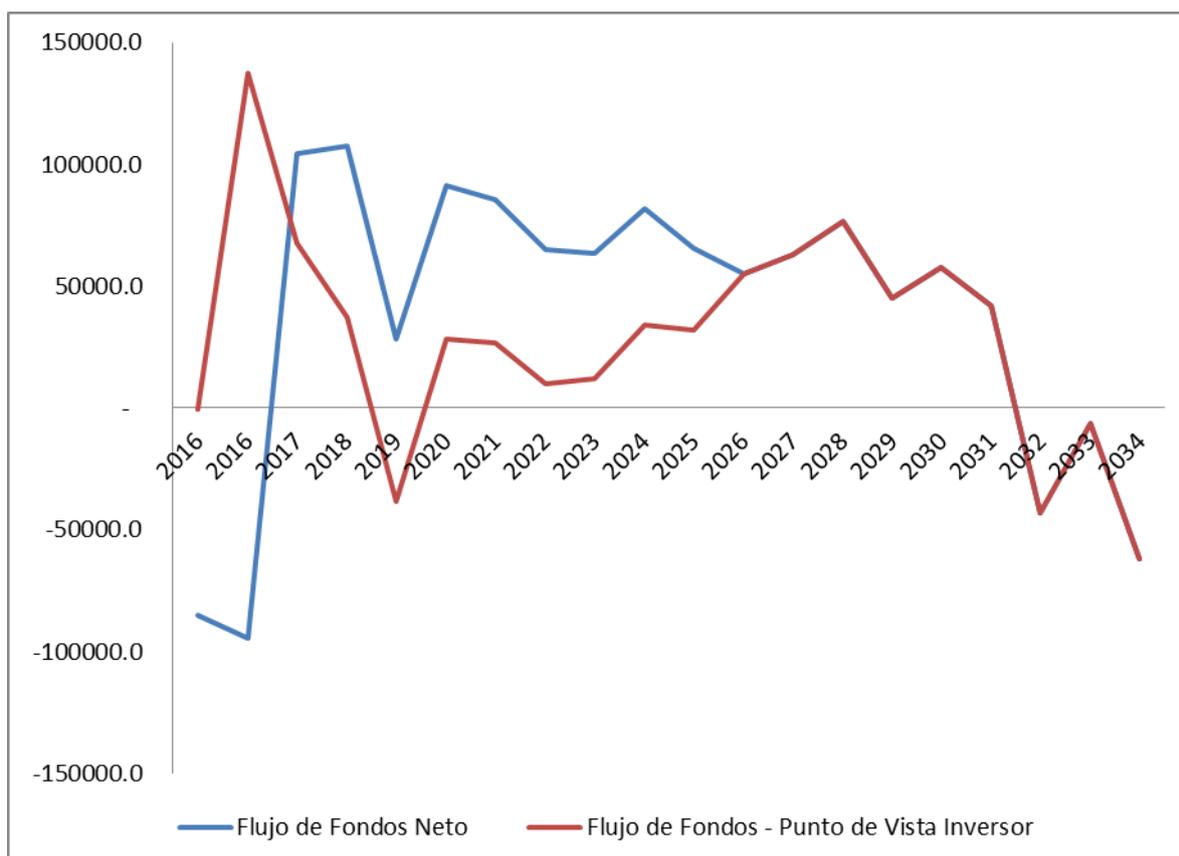


Gráfico 1: Flujo de fondos Neto

Por otra parte puede observarse la participación del accionista en el flujo obtenido, producto del impacto del financiamiento (FCFE – Free Cash Flow to the Equity). Dado que el financiamiento obtenido es a una tasa efectiva del 14.3 % anual, muy inferior al costo del capital propio, estimado en un 19.3 % (Ke – Costo del Equity)

Dicho que, como se observa en la Tabla 1, se obtiene a partir del modelo CAPM (Capital Asset Pricing Model), tomando la tasa libre de riesgo de los bonos del tesoro de Estados Unidos, el rendimiento promedio del mercado de Nueva York (New York Stock Exchange), y el Beta promedio de empresas petroleras, para brindar un parámetro del riesgo del negocio respecto de la media del mercado. Todo esto, nos brinda la tasa que se requeriría operando en Estados Unidos. Por ello se sumó la tasa de riesgo país promedio estimada para el período, para hacer aplicable el modelo al mercado argentino.

Cálculo de la tasa WACC	
Kd	14.3% <i>Costo de la Deuda</i>
Ke	19.3% <i>Costo del Capital propio</i>
WACC	15.3% <i>Tasa de Descuento</i>

Tabla 1: Cálculo del WACC

Detalle de Inversiones

A continuación, en el Gráfico 2 puede observarse la desagregación de inversiones, donde se ve la gran importancia en cuanto a costos, de las inversiones en pozos y WO.

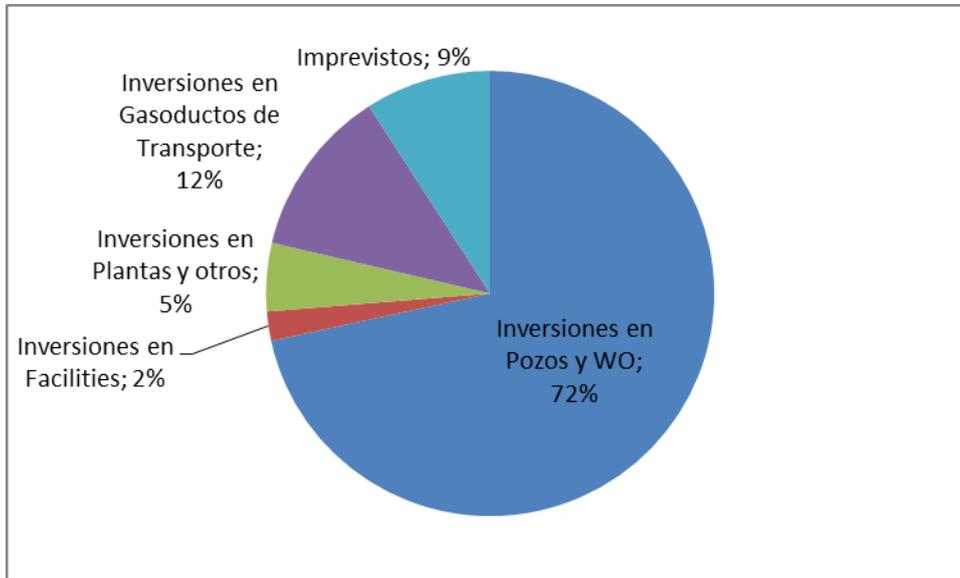


Gráfico 2: Desglose de Inversiones

Ingresos, OPEX

En el Gráfico 3 puede observarse la relación entre los ingresos y los costos operativos. Se ve que el mayor ingreso es provisto por las ventas de Gas, y en menor medida por los líquidos. Es pertinente aclarar que la diferencia entre ingresos y OPEX en parte es subsumida por el government take, por los CAPEX precisados y por la renta de la empresa.

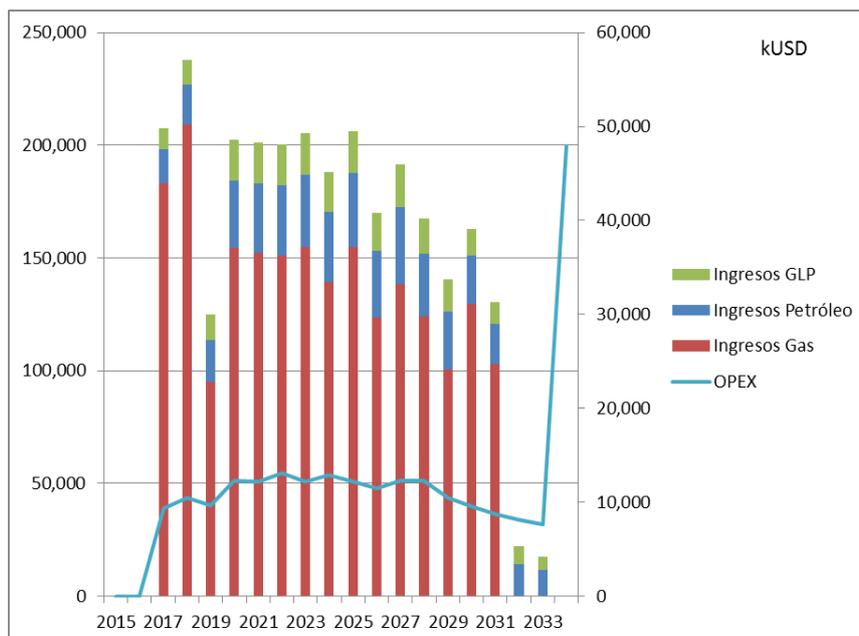


Gráfico 3: Evolución Ingresos Vs Opex

Indicadores Económicos

Con la hipótesis de las regalías ofrecidas, la **Tasa Interna de Retorno** asciende a un **39%**, mayor al WACC (Weighted Average Cost of Capital) del 15.3%.

Análisis de Sensibilidad

En el Gráfico 4 donde se ven reflejados los egresos del proyecto, podemos observar que el mismo es muy sensible a variaciones en las regalías y los CAPEX, lo que se ve reflejado en la mayor pendiente negativa de ambos conceptos. Por otra parte, la variación de los OPEX es la que presenta menor influencia en las desviaciones del VAN.

Se puede observar que el valor actual del negocio, depende en gran medida del precio del gas, considerando que una suba del mismo puede hacer muy rentable el proyecto mientras que una baja abrupta del mismo puede definir la no conveniencia de continuar con el desarrollo.

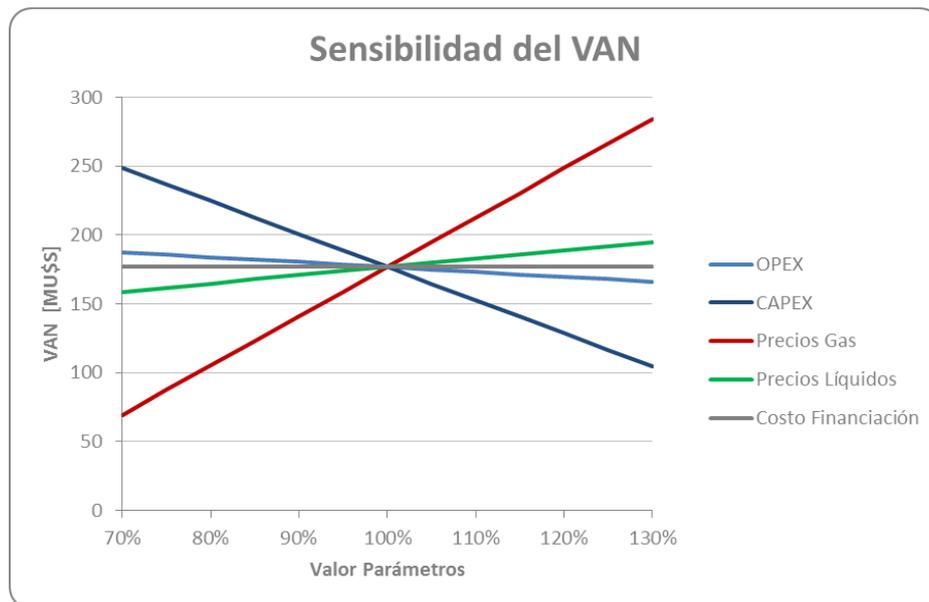


Gráfico 4: Sensibilidad del VAN

9. CUADRO RESUMEN DE RESULTADOS

N°	CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD	
	DESARROLLO Y PRODUCCIÓN			
1a	Gas in situ Condensado in Situ	M m3 m3 x 1000	20.307	
1b	Reservas gas a presión de abandono Reservas condensado a presión de abandono	M m3 m3 x 1000	16.191	
1c	Factor de Recuperación	%	79,73%	
1d	Presión de abandono	kg/cm2	43,44	
1e	Cantidad de pozos		96	
1f	Potencia total compresión yacimiento año "n"	HP	3000	
1g	Producción de gas máxima y promedio	M m3/d	3.558	
1h	Producción de Condensado máxima y promedio	m3 x 1000	55,24	
	DEMANDA Año 1 y Año 'n'		Año 1	Año 18
2a	Consumo termoelectrica	M m3/d	0	0
2b	Consumo distribuidoras	M m3/d	1,00	0,00
2c	Consumo industrias	M m3/d	0,81	0,00
2d	Consumo GNC	M m3/d	0,25	0
2e	Consumo Total	M m3/d	2,06	0,00
	PROCESAMIENTO Año 1 y Año 'n'		Año 1	Año 18
3a	Capacidad de procesamiento máxima	M m3/d	4Mm3/d	4Mm3/d
3b	Producción Propano + butano (GLP)	ton/año	28357	945
3c	Producción Gasolina natural	m3/año	8.585	286
	TRANSPORTE			
4a	Gto. p/ Generación eléctrica	pulg	12	
4b	Capacidad máxima de transporte	M m3/d	0,004	
4c	Potencia instalada	Hp	5000	
4d	Gto. p/ vinculación con Gto. troncal	pulg	14	
4e	Capacidad máxima de transporte	M m3/d	0,003	
4f	Potencia instalada	Hp	0	
	INVERSIONES			
5a	Inversión campo (yacimento)	M u\$s	604.769	
5b	Inversión planta/s acondicionamiento	M u\$s	40.661	
5c	Inversión Gasoducto	M u\$s	100.500	
5d	Inversión otros	M u\$s	-	
5e	Inversión total	M u\$s	745.930	
	PRECIOS GAS Año 1 y Año 'n'		Año 1	Año 18
6a	Centrales eléctricas	u\$s/MMBTU	7,5	6,2
6b	Distribuidoras	u\$s/MMBTU	7,5	1,4
6c	Industrias	u\$s/MMBTU	7,5	5,4
6d	GNC	u\$s/MMBTU	2,1	3,2
	PRECIOS LIQUIDOS Año 1 y Año 'n'		Año 1	Año 18
7a	GLP Local	u\$s/tn	257,9	411,8
7b	GLP exportación	u\$s/tn	257,9	411,8
7c	Gasolina y Condensado Local	u\$s/m3	76	117
7d	Gasolina y Condensado Exportación	u\$s/m3	76	117
	RESULTADOS			
8a	VAN al 10%	M u\$s	299	
8b	Tasa (WACC)	%	15%	
8c	TIR	%	689	
8d	Repago	Años	1	
8e	Máxima exposición	M u\$s	-41	